



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
“PEDRO RUIZ GALLO”**



**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**

## **TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

**Para Optar el Título Profesional de**

### **INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**“Replanteo para la Obra: Instalación de la Interconexión Eléctrica al SEIN de 24 Comunidades comprendidas entre Santa Lucía y la Cuenca del Río Cachiyacu en Balsapuerto, Provincia de Alto Amazonas-Loreto”**

**Autor:**

**Bach. Johann Erwin Delgado Soberón**

**Asesor:**

**Dr. Daniel Carranza Montenegro**

**LAMBAYEQUE – PERÚ**

**Agosto del 2018**



**UNIVERSIDAD NACIONAL**

**“PEDRO RUIZ GALLO”**

**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**



## **TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

**Para Optar el Título Profesional de  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**“REPLANTEO PARA LA OBRA: INSTALACIÓN DE LA  
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA AL SEIN DE 24  
COMUNIDADES COMPRENDIDAS ENTRE SANTA LUCIA  
Y LA CUENCA DEL RIO CACHIYACU EN  
BALSAPUERTO, PROVINCIA DE ALTO AMAZONAS-  
LORETO”**

**Autor:**

**Bach. JOHANN ERWIN DELGADO SOBERON**

**Aprobado por el Jurado Examinador**

**PRESIDENTE: Dr. JORGE LUIS NOMBERRA TEMOCHE**

**SECRETARIO: Ing. PERCY EDUAR NIÑO VASQUEZ**

**MIEMBRO: Ing. CARLOS JAVIER COTRINA SAAVEDRA**

**ASESOR: Dr. DANIEL CARRANZAMONTENEGRO**

**Lambayeque – Perú**

**Agosto del 2018**



**UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO**  
**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**



**V PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA**

## **TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

### **TITULO**

**“REPLANTEO PARA LA OBRA: INSTALACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA AL SEIN DE 24 COMUNIDADES COMPRENDIDAS ENTRE SANTA LUCIA Y LA CUENCA DEL RIO CACHİYACU EN BALSAPUERTO, PROVINCIA DE ALTO AMAZONAS-LORETO”**

### **CONTENIDOS**

**CAPITULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.**

**CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.**

**CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.**

**CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN**

**CAPITULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.**

**CAPITULO VI: CONCLUSIONES**

**Autor: Bach. JOHANN ERWIN DELGADO SOBERON**

---

PRESIDENTE

---

SECRETARIO

---

MIEMBRO

---

ASESOR

Lambayeque – Perú

Agosto del 2018

## **DEDICATORIA**

**DIOS:** Porque me permitió llegar hasta aquí y cumplir con un objetivo más, y me ayudo a no desviarme del camino recorrido.

**A MIS PADRES:** A mi padre Jorge Delgado Ecurra, que Falleció el 2018 y no se encuentra presente, y mi Madre Raquel Emperatriz Soberon Chicoma soporte importante en el camino hacia mi formación, gracias a sus esfuerzos, su tiempo, tolerancia, comprensión y a sus sabios consejos estoy cumpliendo con los objetivos proyectados.

**A MIS HERMANOS:** Quienes de una u otra forma siempre me apoyaron y siempre estuvieron a mi lado en todos momentos.

**A MIS TÍOS:** Joselito Torres Contreras, por el apoyo moral y económico brindado durante toda la etapa universitaria.

**A MIS AMIGOS:** Por su apoyo incondicional en los momentos más difíciles de la carrera.

**A MI ASESOR:** Dr. Daniel Carranza Montenegro por brindarme su amistad y el apoyo desinteresado para la elaboración de esta Tesis.

**A LOS DOCENTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA:** Por su dedicación, empeño, y profesionalismo con el que compartieron sus conocimientos hacia nosotros los estudiantes.

*Johann Erwin Delgado Soberon*

## AGRADECIMIENTO

A mis padres, hermanos y familiares que no desistieron y nunca dejaron de creer en mí, y que, de forma incondicional, entendieron mis ausencias y mis malos momentos.

Agradecer a mis compañeros por el apoyo y el sentido de solidaridad que se vive en nuestra facultad, a los docentes que sin egoísmo comparten conocimiento sin esperar que después volvamos para alcanzarles todo el agradecimiento que si se merecen.

Un especial agradecimiento a mi asesor, que desde las aulas fue guía en este camino, y que el tiempo que dedicó en su enseñanza, quedara grabado en estas páginas.

Gracias a todos.

*Johann Erwin Delgado Soberon*

## RESUMEN

El objetivo del presente examen de suficiencia profesional fue elaborar un estudio de replanteo de obra: instalación de la interconexión eléctrica al SEIN de 24 comunidades comprendidas entre Santa Lucía y la cuenca del Río Cachiyacu en Balsapuerto, provincia de Alto Amazonas-Loreto, de donde se obtuvo los siguientes resultados : del replanteo de las subestaciones para 24 localidades se obtuvo 16 transformadores de 10 KVA, 02 de 15 KVA, 02 de 25 KVA, 01 transformadores de 75 KVA y 01 transformador de 100 KVA. En la selección de las redes en Baja Tensión, se seleccionó los conductores autoportantes de aluminio del tipo CAAI-S. Se utilizó el software RedCAD para determinar la distribución de estructuras, se determinó que la caída de tensión para las localidades no sobrepase el 5 %, de esta manera se cumple con las normas establecidas en el Código Nacional de Electricidad y la NTCSE. En el replanteo se ha hecho la correcta selección del conductor de Aluminio Tipo AAAC 35 mm<sup>2</sup> y de 70 mm<sup>2</sup> para algunos tramos, para la Red de Media Tensión el cual está calculado para que cumpla con las exigencias mecánicas y eléctricas. Se realizó el Metrado del replanteo, el presupuesto del replanteo es de S/. 9 215 964,89, al realizar el análisis de adicionales y deductivos vinculados se obtuvo el porcentaje de adicional de obra restándole el deductivo vinculado con un valor de 9,49 % el cual es menor del 15 %, estipulado en el inciso 1 del Artículo 175 y en el Inciso 1 del Art. 176 de la RLCE (Reglamento de la ley de contrataciones del Estado); por lo tanto, se puede ejecutar el proyecto sin intervención de la contraloría de la república.

**Palabras clave:** Replanteo de obra, red secundaria, red primaria, adicionales

## **ABSTRACT**

The objective of the present professional proficiency test was to prepare a study to redefine the work: installation of the electrical interconnection to the SEIN of 24 communities between Santa Lucia and the Cachiyacu River basin in Balsapuerto, Alto Amazonas-Loreto province, from where It obtained the following results: from the replanning of the substations for 24 locations, there were 16 transformers of 10 KVA, 02 of 15 KVA, 02 of 25 KVA, 01 transformers of 75 KVA and 01 transformer of 100 KVA. In the selection of low voltage networks, the aluminum self-supporting conductors of type CAAI-S were selected. The RedCAD software was used, the distribution of structures was determined, it was determined that the voltage drop for the localities did not exceed 5%, thus complying with the norms established in the National Electricity Code and the NTCSE. The correct selection of the aluminum conductor Type AAAC 35 mm<sup>2</sup> and 70 mm<sup>2</sup> for some sections has been made in the layout, for the Medium Voltage Network, which is calculated to meet the mechanical and electrical requirements. The Metering of the stakeout was made, the budget of the stakeout is S /. 9 215 964.89 When performing the analysis of additional and linked deductives, the percentage of additional work was obtained by subtracting the linked deductive with a value of 9.49%, which is less than 15%, stipulated in subsection 1 of Article 175 and in Clause 1 of Art. 176 of the RLCE (Regulation of the law of contracting of the State); therefore, the project can be executed without the intervention of the comptroller of the republic.

**Keywords:** Stakeout of work, secondary network, primary network, additional

## ÍNDICE

DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTO.....	V
RESUMEN .....	VI
ÍNDICE .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	X
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XII
CAPITULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. Realidad Problemática .....	1
1.2. Formulación del Problema .....	2
1.3. Delimitación de la Investigación .....	2
1.3.1. Delimitación espacial .....	2
1.3.2. Delimitación temporal .....	10
1.4. Justificación e Importancia de la Investigación .....	10
1.5. Limitaciones de la Investigación.....	11
1.6. Objetivos .....	11
1.6.1. Objetivo General .....	11
1.6.2. Objetivo Específicos .....	11
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	12
2.1. Antecedentes de Estudios .....	12
2.2. Desarrollo de la temática correspondiente al tema desarrollado .....	17
2.2.1. Demanda de Potencia .....	17
2.2.2. Replanteo de la red secundaria de baja tensión .....	20
2.2.3. Replanteo de las redes primarias .....	44
2.2.4. Marco legal. ....	97
2.3. Definición conceptual de la terminología empleada .....	99
CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	104
3.1. Tipo y diseño de investigación .....	104
3.2. Población y muestra.....	104
3.3. Hipótesis .....	105
3.4. Operacionalización de las variables .....	106
3.5. Técnicas de investigación .....	107
3.6. Descripción de los instrumentos utilizados .....	108



3.7. Análisis Estadístico e interpretación de los datos .....	108
CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN .....	109
4.1. Propuesta de la investigación .....	109
4.1.1. Rede secundaria.....	109
4.1.2. Redes y líneas primarias .....	111
CAPITULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	113
5.1. Características del sistema .....	113
5.2. Calculo de la máxima demanda.....	114
5.3. Replanteo de las subestaciones .....	116
5.4. Replanteo de la red de distribución secundaria .....	117
5.4.1. Cálculos eléctricos.....	117
5.4.2. Cálculos Mecánicos .....	120
5.5. Replanteo de la red primaria .....	131
5.5.1. Caculos eléctricos.....	131
1.1.1 Aislador Polimérico Tipo Line Post .....	142
5.5.2. Cálculos Mecánicos .....	146
5.6. Metrado y presupuesto de la red y línea primaria y secundaria. Identificación de Partidas nuevas, mayores Metrados y deductivos. ....	165
CAPITULO VI: CONCLUSIONES .....	170
6.1. Conclusiones.....	170
BIBLIOGRAFÍA .....	172
ANEXOS .....	174

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Cargas de la lámpara de alumbrado publico .....	18
Tabla N° 2: Parámetros y Factores de Caída de Tensión de los Cables Autoportantes .....	21
Tabla N° 3: Características de los conductores autoportantes .....	26
Tabla N° 4: factores de capacidad de carga .....	32
Tabla N° 5: Relación entre: Ms/Mb .....	37
Tabla N° 6: Angulo de fricción interna .....	43
Tabla N° 7: Valor máximo de resistencia de puesta a tierra en subestaciones .....	69
Tabla N° 8: Tracciones Medias Admisibles sin Protección Antivibrante .....	94
Tabla N° 9: Técnicas e instrumentos utilizados .....	108
Tabla N° 10: Tramos de línea primaria .....	111
Tabla N° 11: Calculo De Máxima Demanda Por Cada Localidad .....	114
Tabla N° 12: Potencia de subestaciones para las 24 localidades .....	116
Tabla N° 13: Determinación del número de lámparas .....	118
Tabla N° 14: Numero de Lámparas por cada centro poblado .....	119
Tabla N° 15: Selección de las Características Meteorológicas según diferentes fuentes .....	120
Tabla N° 16: Hipótesis para el Cálculo Mecánico de Conductores Autoportantes .....	121
Tabla N° 17: Longitud de postes de C.A.C. ....	122
Tabla N° 18: Tipo de acceso para cada localidad .....	123
Tabla N° 19: Factores de capacidad de carga .....	125
Tabla N° 20: Resultados de Laboratorio y Cálculo de la Capacidad Admisible .....	126
Tabla N° 21: Profundidad mínima de cimentación .....	126
Tabla N° 22: Capacidad admisible de suelos .....	126
Tabla N° 23: profundidad de empotramiento para postes de C.A.C. de 8 m .....	128
Tabla N° 24: Parámetros eléctricos de la red de distribución primaria .....	131
Tabla N° 25: Conductores eléctricos a utilizar .....	132
Tabla N° 26: Estudio de cortocircuito con el Software digsilent .....	133
Tabla N° 27: Resultados de la medición de resistividad para cada localidad a diferentes longitudes .....	134
Tabla N° 28: Estratificación del suelo por cada localidad .....	135
Tabla N° 29: Calculo de la resistencia de puesta a tierra .....	136
Tabla N° 30: Márgenes de Seguridad de la Coordinación del Aislamiento .....	138
Tabla N° 31: Nivel de Aislamiento .....	140
Tabla N° 32: Nivel de aislamiento para equipos .....	141
Tabla N° 33: Características de los Aisladores Tipo Line Post Poliméricos .....	142
Tabla N° 34: Características de los Aisladores Polimérico de Suspensión .....	143
Tabla N° 35: Calculo mecánico de conductores-AAAC-35 mm <sup>2</sup> .....	148
Tabla N° 36: Calculo de espiga recta .....	156
Tabla N° 37: Calculo de amortiguadores para conductores AAAC-35 mm <sup>2</sup> .....	157
Tabla N° 38: Selección del amortiguador para conductor AAAC-35 mm <sup>2</sup> .....	158
Tabla N° 39: Calculo de amortiguadores para conductores AAAC-70 mm <sup>2</sup> .....	159
Tabla N° 40: Selección del tipo de amortiguador para conductor AAAC-70 mm <sup>2</sup> ...	160

Tabla N° 41: Datos para la cimentación de postes de 12 m-200 daN.....	161
Tabla N° 42: Calculo de la cimentación para postes de 12 m-200 daN.....	162
Tabla N° 43: Datos para la cimentación de postes 12 m- 300 daN .....	163
Tabla N° 44: Calculo para la cimentación de postes 12 m-300 daN .....	164
Tabla N° 45: presupuesto del replanteo .....	165
Tabla N° 46: Presupuesto Línea Primaria.....	166
Tabla N° 47: Presupuesto Red Primaria (elaboración propia del autor) .....	167
Tabla N° 48: Presupuesto Red Secundaria (elaboración propia del autor) .....	168
Tabla N° 49: Metrado y presupuesto Total.....	169

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Evolución del coeficiente de electrificación en el Perú.....	1
Figura N° 2: Distrito de Balsapuerto en el departamento de Loreto .....	5
Figura N° 3: Ubicación del distrito de Balsapuerto en el mapa del Perú .....	6
Figura N° 4: El Método Shulzberger.....	36
Figura N° 5: Retenida inclinada .....	41
Figura N° 6: Medida de la resistividad del terreno .....	59
Figura N° 7: Estratificación del suelo en dos capas .....	61
Figura N° 8: curva $\rho(a)$ x a descendente .....	62
Figura N° 9: Curvas: $\rho a \rho 1$ vs (ha) .....	62
Figura N° 10: Curva $\rho(a)$ x a ascendente.....	63
Figura N° 11: Curvas con k positivos .....	63
Figura N° 12: PAT-1.....	67
Figura N° 13: PAT-2.....	67
Figura N° 14: PAT-3.....	68
Figura N° 15: Comportamiento del conductor frente a variaciones de carga.....	81
Figura N° 16: Calculo de cimentaciones de postes .....	127
Figura N° 17: Calculo de bloque para retenida inclinada.....	129
Figura N° 18: Calculo de bloqueta para retenida vertical .....	130

## CAPITULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

### 1.1. Realidad Problemática

La energía eléctrica es de vital importancia e insumo básico para el desarrollo sostenible de los pueblos rurales tales como educación, economía, ganadería y servicios de comunicación, etc.

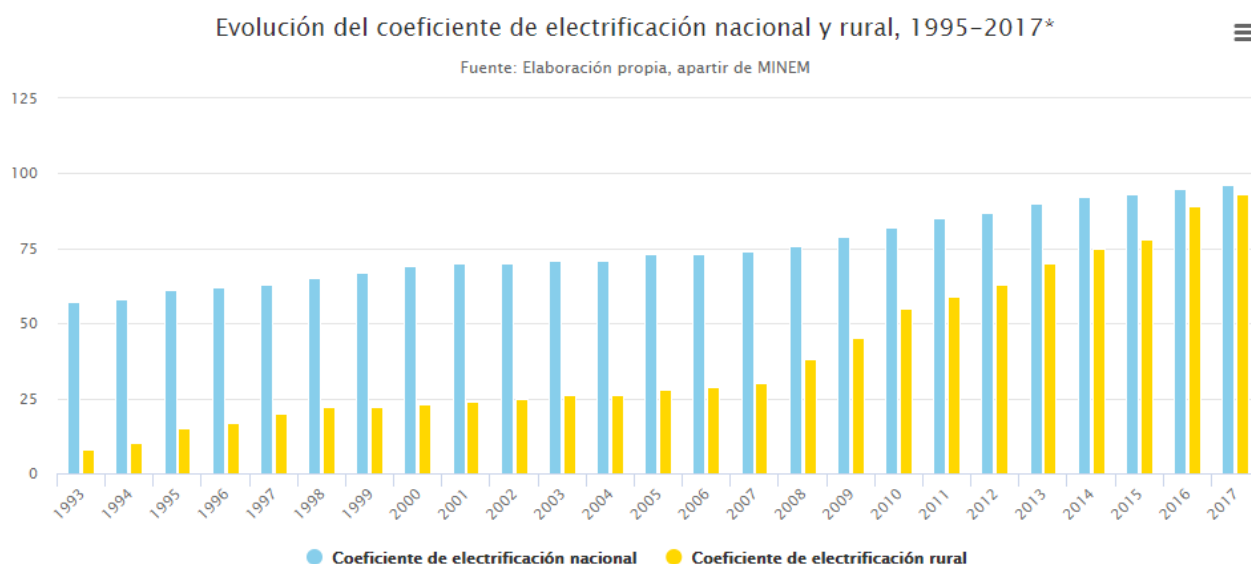


Figura N° 1: Evolución del coeficiente de electrificación en el Perú<sup>1</sup>

En el Perú, el coeficiente de electrificación a nivel nacional ha alcanzado el 96% y en cuanto en el ámbito rural el 93% hasta el año 2015, según (OSINERMIN<sup>2</sup>). En el distrito de Balsapuerto 24 centros poblados que se detallan en la tabla N° 1, no tienen suministro de energía eléctrica, ya se ha realizado el proyecto, pero para la ejecución es necesario realizar el replanteo respectivo.

<sup>1</sup> <http://observatorio.osinergmin.gob.pe/evolucion-coeficiente-electrificacion>

<sup>2</sup> <http://observatorio.osinergmin.gob.pe/evolucion-coeficiente-electrificacion>

Motivo por el cual se desarrolla el presente examen de suficiencia con la finalidad de que se puede iniciar con la ejecución y así poder beneficiar a los pobladores con el suministro de energía eléctrica.

## **1.2. Formulación del Problema**

¿Con el replanteo para La Obra: Instalación De La Interconexión Eléctrica al SEIN De 24 Comunidades Comprendidas Entre Santa Lucia y La Cuenca Del Rio Cachiyacu En Balsapuerto, Provincia De Alto Amazonas-Loreto, lograremos definitivamente determinar los materiales, partidas de montaje y gastos de transporte para su ejecución?

## **1.3. Delimitación de la Investigación**

### **1.3.1. Delimitación espacial**

El desarrollo de este examen de suficiencia se realizó en los 24 centros poblados que se detallan en la tabla N° 1, ubicados en el distrito de Balsapuerto, Provincia De Alto Amazonas-Loreto

**El distrito peruano de Balsapuerto**<sup>3</sup> es uno de los 6 distritos de la Provincia de Alto Amazonas, ubicada en el Departamento de Loreto, perteneciente a la Región Loreto, Perú.

Desde el punto de vista jerárquico de la Iglesia católica forma parte del Vicariato Apostólico de Yurimaguas, también conocido como Vicariato Apostólico de San Gabriel de la Dolorosa del Marañón

---

<sup>3</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito\\_de\\_Balsapuerto](https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito_de_Balsapuerto)

### **Límites del distrito**<sup>4</sup>

Limita con el distrito de Cahuapanas en la provincia de Datem del Marañón, los distritos de Jeberos y de Yurimaguas y las provincias de Moyobamba y Lamas en el departamento de San Martín:<sup>2</sup>

**Por el norte** limita con el distrito de Jeberos.

El límite se inicia en un punto de cota 214 de coordenada UTM 318,1 km E y 9°397,6 k N, continúa en dirección Este por la divisoria de aguas del río Paranapura (tributario: quebrada Panan) y el río Aypena, hasta un punto de coordenada UTM 356,4 km E y 9°386,5 km N.

**Por el este** limita con el distrito de Yurimaguas.

Del último punto mencionado, el límite continúa en dirección Sur por la divisoria de aguas del río Huallaga (tributario: río Zapote) y el río Paranapura, hasta punto en el thalweg del río Paranapura de coordenada UTM 354,9 km E y 9°353,2 km N. El límite prosigue en dirección Sur Oeste, por la divisoria del río Armanayacu y la quebrada Yanayacu, hasta un punto de cota 1282 de coordenadas UTM 330,3 km E y 9°334,8 km N.

**Por el sur y por el oeste** limita con las provincias de Moyobamba y Lamas, departamento de San Martín.

Del último punto mencionado, el límite continúa en dirección Nor Oeste para la divisoria de aguas del río Paranapura (tributarios: río Armanaycu, río Cachiyacu, quebrada Buen Paso, quebrada Pumayacu,

---

<sup>4</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito\\_de\\_Balsapuerto](https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito_de_Balsapuerto)

quebrada Mashoyacu, quebrada Cachiyacu Blanco, quebrada Escalerayacu, quebrada Cachiyacu Negro y el río Yanayacu) y el río Mayo (tributario: quebrada Yanayacu), hasta un punto de cota 1626 de coordenada UTM 290,2 km E y 9'336,5 km N.

**Por el oeste** limita con el distrito de Cahuapanas.

Del último punto mencionado, el límite continúa en dirección Norte por la divisoria de aguas del río Paranapura (tributarios: río Yanaycuy quebrada Paucaryacu) y el río Cahuapanas (tributario: quebrada Sillay), hasta un punto de cota 214 de coordenada UTM 318,1 km E y 9'397,6 km N, punto de inicio de la presente descripción.

Las 24 localidades beneficiadas son las siguientes: Anexo San Antonio de Armanayacu, San Juan de Armanayacu, Paraiso, San Lorenzo, Nueva Yurimaguas, Progreso, Nueva Arica, Balsapuerto, canoa Puerto, Nuevo Cachiyacu, Nuevo Junín, Nuevo barranquita, Nuevo Santa Cruz, Bellavista, San José, 2 de Mayo, Nueva esperanza, Santa Rita, San Fernando, Puerto Libre, Nueva Luz, San Lorenzo de cachiyacu, Puerto Libre, Nueva Luz, San Lorenzo de cachiyacu, Buenos Aires, chazuta.



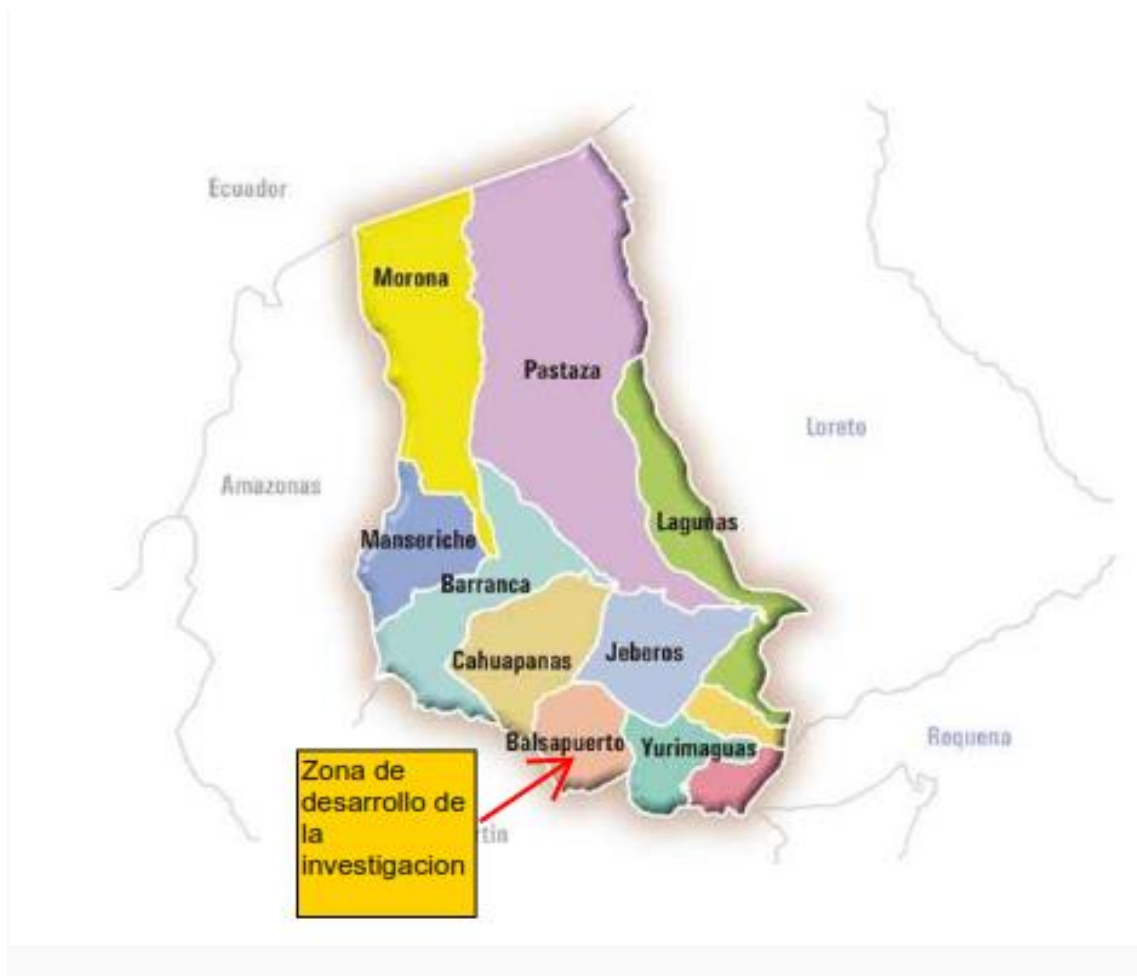


Figura N° 2: Distrito de Balsapuerto en el departamento de Loreto



Figura N° 3: Ubicación del distrito de Balsapuerto en el mapa del Perú<sup>5</sup>

### **Condiciones climatológicas.**

Las características climatológicas registrada por el SENAMHI correspondiente a la estación del Departamento de Loreto, Provincia de Alto Amazonas y Localidades de Yurimaguas ubicado en las coordenadas 375956 E, 9343215 N; y altitud de 160 m.s.n.m que se ubica en el área de influencia del proyecto son:

---

<sup>5</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito\\_de\\_Balsapuerto](https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito_de_Balsapuerto)

Las condiciones climatológicas registradas<sup>6</sup>, son las siguientes:

Altitud	: 142 hasta 184 m.s.n.m
Temperatura Mínima / Media Anual / Máxima	: 20 °C / 27 °C / 34 °C
Humedad relativa promedio mensual	: 79%
Precipitación pluvial anual promedio	: 1 750 - 1 910 mm <sup>3</sup> /año
Evaporaciones totales mensuales mínima / máxima	: 1 200 / 7 100 mm
Velocidad Máxima del Viento	: 50,4 km/h

### **Topografía - altitud del área del proyecto**

El territorio de Yurimaguas, departamento de Loreto se caracteriza por su diversidad. Son muy heterogéneos, pero casi todos son de origen fluvial, es decir, provienen de los sedimentos arrastrados desde los andes a través de millones de años y que han sufrido procesos de transformación, dando origen a diversos tipos de suelos. Debido a la alta precipitación y a las altas temperaturas, los suelos amazónicos son lavados y los nutrientes son eliminados; por lo tanto contamos con parte de suelos con baja fertilidad natural.

### **Vías de acceso**

Terrestre:

Mediante la carretera principal panamericana norte desde Lima – Chiclayo, luego la carretera marginal de la selva Chiclayo – Tarapoto - Yurimaguas,

---

<sup>6</sup> Fuente: SENAMHI

con una distancia aproximada de 1598 Km. Con un tiempo aproximado de 32 horas de viaje. A partir de Yurimaguas, se toma la carretera afirmada Yurimaguas – Nueva Arica, empalmando con la carretera afirmada Nueva Arica - Balsapuerto (en ejecución). Distancia 70 Km. tiempo 3 horas.

Vía Aérea:

Mediante el aeropuerto de la ciudad de Tarapoto, desde allí hasta la localidad de Yurimaguas son aproximadamente 2,5 horas de viaje vía marginal de la selva. A partir de Yurimaguas, se llegan las localidades del proyecto a través de la Vía Fluvial.

Por Vía Fluvial:

Mediante el aeropuerto principal Jorge Chávez - Tarapoto, luego se toma el servicio de avioneta Tarapoto - Yurimaguas.

Caminos de Herradura:

Esta vía es utilizada para llegar a las diferentes localidades que no cuentan con accesos carrozable.

### **Actividades económica y Social**

Entre las actividades económicas principales que se desarrollan en la zona del proyecto, se debe mencionar:

Agricultura y ganadería

La ganadería es una actividad tanto para autoconsumo como para comercio, teniendo una población vacuna predominantemente criollo y en

porcentaje mínima de raza mejorada, incluyéndose la raza Brown Swiss y el Hostein. Además, existe la crianza de animales menores como gallinas, cuyes, conejos, etc.

La actividad económica principal en la zona del proyecto es la actividad agropecuaria, constituyéndose en la generadora de productos y materia a llevarse a las principales ciudades del país, así como para su exportación. El cultivo predominante es el arroz, Palmito seguido del plátano, piña, naranjo, mandarina, granadilla, toronja, palto, limón papaya, rocoto, pastizales y otros.

#### Sector Pequeñas Industrias y Comercial

La actividad comercial es la segunda actividad en importancia y se relaciona principalmente con la venta de artículos de primera necesidad en los mercados; existen además centros de acopio en localidades ubicadas a lo largo de la carretera, donde grupos de agricultores almacenan y ofrecen sus productos directamente a los comerciantes.

#### Servicios a la Población

En el área del proyecto existen centros educativos primarios y secundarios. Los servicios de salud se ofrecen a través de postas médicas. El agua para consumo en su mayoría es mediante piletas de agua que son extraídas de pozos.

#### Sector Turismo

La afluencia de turistas a la zona se produce en forma continua durante todo el año, debido a los factores geográficos, climáticos y atractivos

turísticos como Las Comunidades de nativas de la zona, Fundos Ganaderos, piscigranjas y Viñeros.

### **1.3.2. Delimitación temporal**

Este examen de suficiencia profesional tuvo una duración de 05 meses

## **1.4. Justificación e Importancia de la Investigación**

### **Justificación Social**

Con el desarrollo de este examen de suficiencia, lograremos dar una mejor calidad de vida a los habitantes, pues permitirá el desarrollo socio-económico y agroindustrial en la zona beneficiando a 6 695 habitantes y 1 019 usuarios. El alumbrado público brinda una mejor protección lo que reduce potencialmente accidentes, robos en las noches, por otro lado, beneficiar a los estudiantes que pueden prolonguen sus estudios nocturnos. La cual está acorde con lo estipulado en Ley N° 28749. Ley General de Electrificación Rural

### **Justificación económica**

Ayudaría a que los pobladores a reducir gastos extras para iluminarse (velas, pilas, baterías o combustibles), incluso también en las recargas de sus equipos celulares ya que semanalmente recargan como mínimo dos veces siendo necesario ir a otros lugares que cuentan con suministro eléctrico.

### **Justificación Tecnológica**

Utilizar materiales nuevos de últimas tecnologías siempre y cuando cumplan con las normas DGE para electrificación rural y el Código Nacional

de Electricidad Suministro 2011, tales como postes, conductores, accesorios autoportantes, grapas, conectores, cajas de derivación, acometidas y todo lo que concierne a ferretería.

### **1.5. Limitaciones de la Investigación**

Impedimento por parte de algunos propietarios de terreno para ingresar en el mismo y realizar el replanteo.

### **1.6. Objetivos**

#### **1.6.1. Objetivo General**

Elaborar un estudio de replanteo de obra: instalación de la interconexión eléctrica al SEIN de 24 comunidades comprendidas entre Santa Lucía y la cuenca del Río Cachiyacu en Balsapuerto, provincia de Alto Amazonas-Loreto”

#### **1.6.2. Objetivo Específicos**

- a) Replanteo de las subestaciones.
- b) Replanteo de la red secundaria.
- c) Replanteo de red y línea primaria.
- d) Elaboración del metrado y presupuesto de la red y línea primaria y secundaria. Identificación de partidas nuevas, mayores metrados y deductivos de obra sustentados después de procesar los datos obtenidos en campo.
- e) Elaboración de los planos de distribución de la red primaria y secundaria.

## **CAPITULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1. Antecedentes de Estudios**

#### **Contexto Internacional**

Según: **FAVIO RUDA** en su tesis titulado: “RECOMENDACIONES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN AMBIENTES RURALES DEPRIMIDOS” Nos explica que el desarrollo de la tesis es la vivencia de un trabajo realizado en la Mojana Sucreña que cubre los municipios de Sincelegito, Caimito, Guaranda, Majagual y San Marcos. La electrificación rural de estos municipios es un proyecto impulsado por el Gobierno Nacional a través del FAER. El inicio de obra parte de la socialización de las comunidades que están favorecidas con el programa del Gobierno esta sensibilización es de gran importancia para que la comunidad se apropie del proyecto, esto es fundamental para logran la consecución de la obra, ya que el trazado de la línea pasa por los predios del cual la comunidad es dueña y es ella en ultimas la que facilita o dificulta la consecución de la obra. La construcción de cepas da inicio a la obra en firme es una gran ventaja que da la Mojana Sucreña ya que su territorio es completamente plano facilitando la ejecución de obra, pero no se confié esto tiene su precio la naturaleza no da nada gratis. El general invierno es dueño y señor de ese territorio ya que la Mojana es una depresión que está por debajo del nivel del mar. Agregamos un componente académico al proyecto el cual es importante y en el fondo es



lo que tanto como ingenieros, trabajadores sigue. Obviamente cada persona adecua lo visto en la academia a la medida de las necesidades que impone el terreno. El terminar la obra genera muchas expectativas en las comunidades mostrando un carácter pleno de estas a la incorporación fundamental del que hacer nacional se sienten más identificados con su país y sienten un nacionalismo antes olvidado porque se sentían excluidas<sup>7</sup>.

Así también **ARMANDO MORA BORJA** en sus tesis titulado “Electrificación rural” importantes puntos en el desarrollo socio-económico de los pueblos. La falta de energía ha sido un elemento negativo en los países subdesarrollados. Si pues no es posible entrar en una etapa de semi-industrialización o industrialización total, sin antes contar con la energía suficiente.

Es conocido que el progreso y adelanto de un país, se mide por los kilowatíos instalados que tenga. El Ecuador no es una excepción dentro de los países subdesarrollados, tiene un déficit de energía (5:0 vatios/habitante) que ha impedido la aceleración del progreso industrial, tanto en las zonas urbanas como urbanas.

existe o es incipiente, con el objeto de dar a los campesinos nuevas ocasiones de actividades económicamente productivas, y de comodidades domésticas y comunales de primera importancia. La adopción de esta política traerá como consecuencia el aumento de la producción y de la productividad agrícola, la mejora del poder adquisitivo del hombre de

---

<sup>7</sup> (Rueda, 2011)

campo y su consiguiente educación que se puede conseguir con mayor eficacia gracias a los medios de comunicación, que en la mayoría de los casos son posibles a través de la electrificación<sup>8</sup>.

### **Contexto Nacional**

Según **PERCY OSCAR SUAREZ LEYVA** en su tesis titulado: “DISEÑO DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS EN 22,9 kV. PARA LA ELECTRIFICACIÓN DEL DISTRITO DE SANTA MARÍA DEL VALLE - HUANUCO”, nos explica que el objetivo de la presente Tesis es la elaboración de la Ingeniería de Detalle para la Ejecución de Obra de la “Electrificación de 21 localidades del Distrito de Santa María del Valle Provincia y Departamento de Huánuco”, el cual tiene una demanda proyectada para el año inicial 2009 de 277 kW. y al año final 2028 de 511 kW., el cual será alimentado desde la subestación existente Huánuco, que cuenta con un transformador trifásico de tres devanados de 138/10/22,9 kV – 14/13/5 MVA, donde la salida de 22,9 kV se encuentra sólidamente puesta a tierra. La ejecución de la obra permitirá el desarrollo socio - económico y agroindustrial de la zona de proyecto beneficiando a 6 895 habitantes y 1 187 abonados<sup>9</sup>.

Así también: **ADRIÁN ALEJANDRO GRANADOS DIONISIO** en su tesis titulado: “ESTUDIO Y DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO HUACRACHUCO II ETAPA” En la presente Tesis se desarrolla el “Estudio y Diseño del Sistema Eléctrico, Huacrachuco II Etapa”, este estudio en

---

<sup>8</sup> (Mora Borja, 1971)

<sup>9</sup> (Suarez Leyva, 2010)

particular se inicia con la existencia de una necesidad que viene a ser el de contar con un servicio que sea económico, comparado con lo que actualmente utilizan, el kerosén, la vela, las pilas y otros.

El 82% de los hogares existente en el territorio ya se encuentran electrificados, existen todavía 18% que faltan, que son grupos de familias que se encuentran distantes de los lugares que tienen acceso, la ruta crítica para la ejecución de este tipo de proyecto como obra, ya no es la adquisición de los materiales de acuerdo a los plazos, en este tipo de obra la ruta crítica es el traslado de los materiales a los puntos donde serán instalados, los postes, ferretería, conductores, transformadores, tableros, y otros, siendo necesario la utilización de mano de obra no calificada para la ejecución de estos trabajos, dirigida por profesionales y técnicos con experiencia en maniobra de equipos y herramientas que serán utilizados<sup>10</sup> (Granados Dionisio, 2012).

**FERNANDO COSME REMUZGO BUENO** en su tesis titulado “ELECTRIFICACIÓN RURAL SISTEMA RETORNO POR TIERRA (MRT) PROYECTO TAURIBARA EN 13,2 / 0,46 - 0,23 kV, 15 KVA” hace hincapié en lo siguiente: En nuestro Perú profundo existen caseríos y localidades que aún no están electrificados, aun cuando se tienen líneas de media tensión a distancias relativamente pequeñas, la población se pregunta, la línea pasa cerca de nuestro pueblo y ¿porque no contamos con suministro eléctrico? Una solución es la que se desarrolla en el presente trabajo, de hecho, ya ha sido solución para muchos caseríos y localidades, porque es

---

<sup>10</sup> (Granados Dionisio, 2012)

una manera sencilla y económica de brindar servicio eléctrico en zonas rurales. Los resultados será incrementar el índice de electrificación en el país cuyo objetivo es alcanzar en un momento no muy lejano al 100%.

El informe de Competencia Profesional sobre Electrificación Rural Sistema Retorno por Tierra (MRT) Proyecto Tauribara en 13,2-0.46-0.23 KV, contiene en su Capítulo I la Memoria Descriptiva, en la que se detalla los aspectos generales, los alcances de la ejecución del proyecto y características eléctricas del sistema; en el Capítulo II encontramos las especificaciones técnicas del Suministro de Materiales en la que se describe el proceso constructivo, inspección y supervisión de los materiales y equipos, antes, durante y después de su fabricación. En el Capítulo III indicamos el proceso constructivo de la obra, replanteo de la línea, excavaciones e instalaciones de los materiales y equipos; en el capítulo IV se encuentra los cálculos justificativos eléctricos y mecánicos de la línea y subestación y en los Anexos se ubican los resultados de dichos cálculos, metrado y presupuesto, cronograma de obra y planos y láminas del proyecto<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> (Remusgo Bueno, 2008)

## **2.2. Desarrollo de la temática correspondiente al tema desarrollado**

### **2.2.1. Demanda de Potencia**

#### **2.2.1.1. Cargas de Servicio Particular**

La calificación eléctrica se obtiene como resultado del Estudio de Mercado Eléctrico, que resulta de dividir la demanda de los abonados domésticos entre la potencia (kW) de los mismos, seleccionando las siguientes calificaciones eléctricas por tipo de localidad para el diseño de las redes secundarias:

**Localidades:** Las cuales pueden ser comunidades nativas, anexos y caseríos

Localidades Tipo I: con una calificación eléctrica por lote de 500 W/lote.

Localidades Tipo II: con una calificación eléctrica por lote de 400 W/lote

**Cargas especiales:** Las cuales pueden ser colegios, escuelas, Pronoei, centros de salud, postas médicas, locales comunales, capillas, iglesias, etc.

Para el caso de los aserraderos se ha asignado una calificación eléctrica de 2000 W/lote.

Para el caso de centros de salud ó posta medica se ha asignado una calificación eléctrica de 1000 W/lote.

Para el caso de escuelas, colegios y locales comunales, se ha asignado una calificación eléctrica de 500 W/lote y;

Para el centro de educación inicial o pronoei se ha asignado una calificación eléctrica de 300 W/lote.

El factor de simultaneidad utilizado para las cargas particulares o de uso doméstico es 0,5.

#### **2.2.1.2. Cargas de Alumbrado Público**

Para el alumbrado público se ha considerado lo establecido por la Norma DGE RD 017-2003-EM “Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales”; por lo tanto, en este caso la iluminación corresponde exclusivamente a lo indispensable y de acuerdo a los requerimientos de un sistema rural, teniendo el siguiente orden de prioridad:

Plazas principales o centro comunal de la localidad.

Vías públicas en el perímetro de las plazas principales.

Vías públicas importantes.

Áreas Restantes de la localidad.

El alumbrado público constará de luminarias con lámparas de vapor de sodio de alta presión de 50 W soportadas por pastorales de características mostradas en las láminas del proyecto.

La demanda de potencia de las lámparas de alumbrado y sus accesorios es la siguiente Tabla N° 1:

Tabla N° 1: Cargas de la lámpara de alumbrado publico<sup>12</sup>

<b>Tipo de Lámpara</b>	<b>Potencia (W)</b>	<b>Pérdidas (W)</b>	<b>Total (W)</b>
Vapor de Sodio	50	10	60

---

<sup>12</sup> (DGE-rd017-EM, 2013)

El número de puntos de iluminación se calculó según lo establecido en la norma técnica<sup>13</sup>

### **2.2.1.3. Cargas Especiales**

Se ha considerado la siguiente clasificación:

- a) Cargas de uso general: La demanda de potencia asignada para las cargas de uso general ha sido definida en función al desarrollo socioeconómico y tamaño de las localidades. Se considera como cargas de uso general a: colegios, escuelas, Pronoei, centros de salud, postas médicas, locales comunales, capillas, iglesias, etc.
- b) Cargas de uso Especial: Para este tipo de cargas, la demanda máxima de potencia se ha calculado en función al equipamiento con que cuenta la instalación. Se consideran como cargas de uso especial los aserraderos, talleres de carpintería, etc.

Los valores asignados y calculados a las cargas especiales se muestran en los planos de Redes Secundarias.

En el siguiente cuadro se muestra la demanda máxima de potencia por localidad

---

<sup>13</sup> (DGE-rd017-EM, 2013)

## **2.2.2. Red secundaria de baja tensión**

### **2.2.2.1. Cálculos eléctricos**

#### **Parámetros Eléctricos**

Los parámetros eléctricos fueron calculados de la siguiente manera:

#### **a) Resistencia Eléctrica del Conductor**

$$R_t = R_{20^\circ C} [1 + \alpha(t - 20^\circ C)] \dots (1)$$

Donde:

$R_{40^\circ C}$  = resistencia eléctrica del conductor a  $40^\circ C$

$R_{20^\circ C}$  = resistencia eléctrica del conductor a  $20^\circ C$

$\alpha$  = Coeficiente de corrección de temperatura  $1/^\circ C$  : 0,0036

$T$  =  $40^\circ C$

Las resistencias eléctricas de los conductores de fase y del portante, se muestran en la siguiente tabla N° 2:



Tabla N° 2: Parámetros y Factores de Caída de Tensión de los Cables Autoportantes<sup>14</sup>

FORMACIÓN	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR DE FASE (O/Km)		RESISTENCIA DEL CONDUCTOR DE ALUMBRADO PUBLICO (O/Km)		RESISTENCIA DEL CONDUCTOR NEUTRO (O/Km)		REACTANCIA INDUCTIVA (O/Km)		FACTOR DE CAÍDA DE TENSIÓN			CAPACIDAD DE CORRIENTE A 40 °C (A)	
	A 20 °C	A 40 °C	A 20 °C	A 40 °C	A 20 °C	A 40 °C	XL(30)	XL (10)	K (380-220 V)	K(440-220 V)	K(220 VAP)	Cond. Fase	Cond. A.P.
3x35+16/25	0,868	0,929	1,910	2,045	1,38	1,478	0,094	0,123	1,607	-	3,272	102	64
3x25+16/25	1,200	1,285	1,910	2,045	1,38	1,478	0,100	0,116	2,223	-	3,272	83	64
3x16+16/25	1,910	2,045	1,910	2,045	1,38	1,478	0,110	0,110	3,538	-	3,272	64	64
3x35/25	0,868	0,929	-	-	1,38	1,478	0,091	-	1,607	-	-	102	-
3x25/25	1,200	1,285	-	-	1,38	1,478	0,095	-	2,223	-	-	83	-
3x16/25	1,910	2,045	-	-	1,38	1,478	0,103	-	3,538	-	-	64	-
2x35+16/25	0,868	0,929	1,910	2,045	1,38	1,478	0,086	0,114		3,780	3,272	102	64
2x25+16/25	1,200	1,285	1,910	2,045	1,38	1,478	0,093	0,109		3,776	3,272	83	64
2x16+16/25	1,910	2,045	1,910	2,045	1,38	1,478	0,096	0,096	3,538	3,765	3,272	64	64
2x16/25	1,910	2,045	-	-	1,38	1,478	-	0,096	-	3,765	3,272	64	-
1x16/25	1,910	2,045	-	-	1,38	1,478	-	0,094	-		3,272	64	-

<sup>14</sup> (DGE-rd031-EM, 2013)

## b) Reactancia Inductiva

$$X_1 = 0,1746 \log \left( \frac{DMG}{RMG} \right) \dots (2)$$

Donde:

DMG = Distancia media geométrica

RMG = Radio medio geométrico

Aquí se calcula las reactancias de los conductores, los cuales dependerán del número de hilos de conductor, el número de fases, las distancias de separación existente entre los conductores y la sección de las mismas en la Tabla N° 3, se muestran los diferentes valores de reactancias utilizadas.

### Cálculo de Caída Tensión

La fórmula para calcular la caída de tensión en redes aéreas es la siguiente:

$$\Delta v = KLI \times 10^{-3} \dots (3)$$

Donde :

I = Corriente que recorre el circuito, en Amperes

L = Longitud del tramo, en metros

K = Factor de caída de tensión

$$\text{Para circuitos trifásicos } K = \sqrt{3}(r_1 \cos(\phi) + x_1 \sin(\phi)) \dots (4)$$

$$\text{Para circuitos monofásicos } K = 2(r_2 \cos(\phi) + x_2 \sin(\phi)) \dots (5)$$

### Máxima caída de tensión permisible

La máxima caída de tensión permisible en el punto de entrega al usuario final en zonas rurales no deberá exceder el 7,5% de la tensión nominal,

según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Según lo anterior se está considerando un valor máximo de 7,0% en el poste terminal más alejado de la red, para así dejar un margen de 0,5% para la caída de tensión en la acometida del usuario más alejado.

Los valores límites para el diseño serán:

30,8 V, en el sistema 1 $\phi$  440/220 V

15,4 V, en el sistema 1 $\phi$  220 V

26,6 V, en el sistema 3 $\phi$  380/220 V

### **Factor de potencia (Cos $\phi$ )**

Los valores de factor de potencia utilizados son los siguientes:

Para cargas de servicio particular 1,00

Para cargas de alumbrado público 0,90

### **Factor de simultaneidad**

Cargas de servicio particular	0,50
-------------------------------	------

Cargas de alumbrado público	1,00
-----------------------------	------

### **Resistencia De Puesta A Tierra**

En las subestaciones de distribución se contará con una puesta a tierra común del tipo PAT-2 o PAT-3, según corresponda para la MT y BT, donde se conectará el pararrayos, la carcasa del transformador, el tablero de distribución y el neutro de la baja tensión, la bajada de la PT ira dentro del poste con un conductor de cobre blando desnudo de 16 mm<sup>2</sup>.

Redes Secundarias en 380-220 V

El valor equivalente de todas las puestas a tierra del conductor neutro, sin incluir las puestas a tierra de la subestación de distribución, ni del usuario, debe tener un valor máximo de 6  $\Omega$ .

#### Redes Secundarias en 440-220 V

El valor equivalente de todas las puestas a tierra del conductor neutro, sin incluir las puestas a tierra de la subestación de distribución, ni del usuario, debe tener un valor máximo de 10  $\Omega$ . para la resistencia del neutro a tierra, con todas las puesta a tierra-PT conectadas de BT, incluyendo la primera PT de BT de la subestación. Con ello se garantiza que cuando ocurre una falla a tierra en una de las fases, la tensión fase-neutro no debe superar la tensión de 250 V (desplazamiento del neutro).

Con las consideraciones mencionadas, el sistema a utilizar será el tipo PAT-1, y su ubicación serán:

Cada 200 metros

En los puntos de derivación y;

En las últimas estructuras de la red secundaria.

El sistema de puestas a tierra PAT-1, está conformado por una varilla de acero recubierta en cobre blando de 16 mm de diámetro y 2,4 m de longitud, conductor de cobre recocido de 16mm<sup>2</sup> y conectores. Este sistema irá instalado en un pozo de 0,7m $\phi$  x 3,0m de profundidad, a 1,5m de distancia horizontal del poste a la varilla.

Esta configuración tiene una resistencia de aterramiento de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$R_{PAT-1} = \frac{\rho_a}{2\pi L} \ln \left[ \frac{4l}{1,36d} x \frac{(2H+l)}{(4H+l)} \right] \dots (6)$$

Donde:

$\rho_a$  = Resistividad eléctrica aparente del terreno (ohm-m)

$l$  = Longitud de la (2,4 m)

$d$  = Diámetro de la varilla (16 mm)

$H$  = Profundidad de enterramiento (0,3 m)

El resultado es:

$$R_{PAT-1} = 0,392 \times \rho_a \dots (7)$$

### 2.2.2.2. Cálculos Mecánicos

#### **distancias mínimas de seguridad**

Considerando lo establecido en el Código Nacional de Electricidad (suministro 2011) las distancias mínimas del conductor a la superficie del terreno serán las siguientes:

#### **Cuando los alambres y/o conductores cruzan o sobresalen a:**

Carreteras y avenidas sujetas al tráfico de camiones	6,5 m
Caminos, calles y otras áreas sujetas al tráfico de camiones	5,5 m
Calzadas, zonas de parqueo y callejones	5,5 m
Otros terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	5,5 m

Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículo	4,0 m
Calles y caminos en zonas rurales	5,5 m

#### **Cuando los alambres y/o conductores están a lo largo de:**

Carreteras y avenidas	5,5 m
Caminos, calles o callejones	5,0 m
Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículo	4,0 m
Calles y caminos en zonas rurales	4,5 m

### **Cálculo mecánico de conductores**

Los cálculos mecánicos tienen la finalidad de determinar las tensiones y flechas en las diversas condiciones de operación.

Las características principales de los conductores autoportantes utilizados se muestran en la siguiente Tabla N° 3:

Tabla N° 3: Características de los conductores autoportantes<sup>15</sup>

COEFICIEN. FORMACIÓN	SECCION DEL DIA	MASA	MODULO DE	
	CONDUCTOR	TOTAL	ELAST.DEL	DE DILAT.
	PORTANTE	(kg/m)	PORTANTE	TÉRMICA
	(mm <sup>2</sup> )	(kN/mm <sup>2</sup> )	(1/°C)	
3x35+16/25	25	0,481	60,82	21x10-6
3x25+16/25	25	0,397	60,82	21x10-6
3x16+16/25	25	0,310	60,82	21x10-6
3x35/25	25	0,419	60,82	21x10-6
3x25/25	25	0,336	60,82	21x10-6
3x16/25	25	0,249	60,82	21x10-6
2x35+16/25	25	0,362	60,82	21x10-6
2x25+16/25	25	0,307	60,82	21x10-6
2x16+16/25	25	0,249	60,82	21x10-6
2x16/25	25	0,187	60,82	21x10-6
1x16/25	25	0,125	60,82	21x10-6

### **Consideraciones**

El único elemento de sujeción del conductor es el portante o neutro y es él que absorberá todas las tensiones mecánicas del cable.

### **Hipótesis de Estado**

Las hipótesis de estado para los cálculos mecánicos del conductor se definen sobre la base de los factores meteorológicos.

---

<sup>15</sup> (DGE-rd031-EM, 2013)

Velocidad del Viento

Temperatura

Hielo

El tiro máximo admitido por el conductor portante en cualquier condición no deberá exceder el 50 % del tiro de rotura. Los resultados de los cálculos mecánicos de conductores se muestran en los anexos.

### **Esfuerzos Mecánicos en el Conductor Portante**

El esfuerzo del conductor portante de aleación de aluminio será en todos los casos, de 52,3 N/mm<sup>2</sup>, aproximadamente 18 % del esfuerzo de rotura del conductor.

Para cálculo del conductor en vano flojo se ha considerado el esfuerzo de 19,5 N/mm<sup>2</sup>, aproximadamente 7 % del esfuerzo de rotura del conductor.

### **Selección de la Longitud del Poste**

Para seleccionar la longitud del poste se considera la distancia mínima de seguridad del conductor al terreno (Tabla N° 232-1 CNE 2011), la longitud libre para la flecha máxima, la longitud empotrada del poste y los vanos básicos correspondientes.

### **Cálculo Mecánico De Estructuras Y Retenidas**

Estos cálculos tienen por objeto determinar las cargas mecánicas en los postes, cables de retenidas y sus accesorios, de tal manera que en las condiciones más críticas, es decir a temperatura mínima y máxima

velocidad de viento no se superen los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad.

### **Factores de Seguridad**

Los factores de seguridad respecto a la carga de rotura, en condiciones normales, serán las siguientes:

Postes de concreto                      2

Cables de retenida                      2

Accesorios de ferretería              2

### **Fórmulas Aplicables**

- Momento debido a la carga del viento sobre los conductores:

$$MVC = (PV)(L)(f_c)(SH_i) \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \dots (8)$$

Momento debido a la carga de los conductores:

$$MTC = 2(T_c)(SH_i) \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \dots (9)$$

$$MVP = (P_v)(h^2)(D_m + 2D_o)/600 \dots (10)$$

Momento total en condiciones normales:

$$MRN = MVC + MTC + MVP \dots (11)$$

Fuerza equivalente (Fe) en la punta es:

$$F_e = MRN / (h - 0,15) \dots (12)$$

Deflexión en postes de concreto:

$$y = Ph^3 / (3EI) \dots (13)$$

Factor de Seguridad es:



$$F_s = C_r / F_e \dots (14)$$

Para los postes de concreto, la carga equivalente será calculada a 0,15 m. por debajo de la cabeza.

Donde:

Pv	= Presión del viento sobre superficies cilíndricas
L	= Longitud del vano, en m
Cr	= Carga de rotura del poste
Fe	= Fuerza equivalente en la punta del poste
Tc	= Carga del conductor portante en N
fc	= Diámetro total del cable autoportante, en m
a	= Angulo de desvío topográfico, en grados
Do	= Diámetro del poste en la cabeza, en cm
Dm	= Diámetro del poste en la línea de empotramiento, en cm
h	= Altura libre del poste, en m
H	= Altura de la carga en la estructura con respecto al suelo,
	en m
Wc	= Masa total del cable autoportante, en kg/m
E	= Módulo de Elasticidad del poste, en N/cm².
I	= Momento de inercia del poste, en cm².
P	= Carga de trabajo sobre la estructura, en cm.
y	= Deflexión en el poste de concreto, en cm
WAD	= Peso de un hombre con herramientas, igual a 1 000 N
I	= Altura respecto al suelo del punto de ubicación de la
	retenida en poste.

Para el cálculo de retenidas se considerará cable de acero grado SIEMENS-MARTIN de 10 mm de diámetro. El ángulo de inclinación respecto del cable de retenida respecto al eje vertical será de  $30^\circ$

Se realizan los cálculos para verificar que las estructuras utilizadas sean las adecuadas para soportar los conductores que transportan la energía eléctrica en baja tensión.

Para el cálculo de la deflexión se ha tomado en cuenta la Norma Técnica Peruana NTP 339.02 2002 de postes de concreto armado para líneas aéreas, donde se establece que la deformación permanente con carga de trabajo, no debe exceder el 6 % de la longitud útil del poste para un factor de seguridad igual a 2, y un 4 % en el caso que se considere un factor de seguridad igual a 3.

Se ha calculado la deflexión para el caso de postes que no llevan retenidas y se ha verificado que no supere el 4 % de la altura del poste.

### **Cálculo De Cimentaciones De Postes De Concreto**

Para el desarrollo de las cimentaciones, preliminarmente se tendrá que hallar la capacidad portante con los parámetros obtenidos de las muestras ensayadas en el laboratorio.

### **Metodología para Cálculo de la Capacidad Portante Admisible**

La capacidad portante última del suelo puede ser calculada a partir de las características físicas y mecánicas del suelo, la geometría de la cimentación y un mecanismo racional de falla. La capacidad portante

admisible,  $q_{ad}$ , se obtiene dividiendo el valor anterior entre un factor de seguridad de 3,0.

Con los datos obtenidos en el Ensayo de Corte Directo ( $\phi$ , c) se aplicará la Teoría de Karl Terzaghi para el cálculo de la capacidad admisible, cuya formulación será válida en los cimientos cuadrados o circulares que se presenta a continuación:

$$q_{ad} = \frac{1}{FS} \left( 1,3 C N_c + \frac{\gamma D_f N_q}{10} + \frac{0,4 \gamma N_\gamma}{10} \right) \dots (15)$$

Donde:

$q_{ad}$  : Capacidad portante admisible ( Kg/cm<sup>2</sup>).

$\phi$  : Ángulo de Fricción Interna dada en laboratorio (°).

$\phi_{local} = ArcTan\left(\frac{2}{3} Tan\phi\right)$  : Ángulo de Fricción Interna para en caso de Falla Local (°).

C : Cohesión, parámetro dado en laboratorio ((kg/cm<sup>2</sup>).

$C_{local} = \frac{2}{3} C$  : Cohesión para falla local (kg/cm<sup>2</sup>).

$\gamma$  : Densidad Natural (gr/cm<sup>3</sup>)

$D_f$  : Prof. de Cimentación (m)

B : Ancho de cimiento (m)

$N_c, N_q$  y  $N_\gamma$  : Factores de capacidad de carga.

FS : Factor de Seguridad.

Los factores de capacidad de carga serán hallados de acuerdo a la siguiente tabla N° 4:

Tabla N° 4: factores de capacidad de carga<sup>16</sup>

Ø (°)	Nc	Nq	Ny	Ø (°)	Nc	Nq	Ny
0	5,70	1,00	0,00	29	34,24	19,98	16,18
1	6,00	1,10	0,01	30	37,16	22,46	19,13
2	6,30	1,22	0,04	31	40,41	25,28	22,65
3	6,62	1,35	0,06	32	44,04	28,52	26,87
4	6,97	1,49	0,10	33	48,09	32,23	31,94
5	7,34	1,64	0,14	34	52,64	36,50	38,04
6	7,73	1,81	0,20	35	57,75	41,44	45,41
7	8,15	2,00	0,27	36	63,53	47,16	54,36
14	12,11	4,02	1,26	37	70,01	53,8	65,27
15	12,86	4,45	1,52	38	77,50	61,55	78,61
16	13,68	4,92	1,82	39	85,97	70,61	95,03
17	14,60	5,45	2,18	40	95,66	81,27	115,31
18	15,12	6,04	2,59	41	106,81	93,85	140,51
19	16,56	6,70	3,07	42	119,67	108,75	171,99
20	17,69	7,44	3,64	43	134,58	126,50	211,56
21	18,92	8,26	4,31	44	151,95	147,74	261,60
22	20,27	9,19	5,09	45	172,28	173,28	325,34
23	21,75	10,23	6,00	46	196,22	204,19	407,11
24	23,36	11,40	7,08	47	224,55	241,80	512,84
25	25,13	12,72	8,34	48	258,28	287,85	650,67
26	27,09	14,21	9,84	49	298,71	344,63	831,99
27	29,24	15,9	11,60	50	347,5	415,14	1072,8
28	31,61	17,81	13,70				

<sup>16</sup> Consorcio Santa Lucia

## Metodología para Cimentación de Postes

Para el diseño de la cimentación del poste concreto se basó en la distribución de esfuerzos que se genera por reacción ante una fuerza horizontal, metodología dada por Shulzberger, encontrándose que estas reacciones actúan con mayor incidencia en la base del poste (profundidad “h”) y en la dos terceras partes de profundidad (2/3h) a la que se encuentra enterrado el poste. En la figura se aprecia mejor la distribución de esfuerzos generados.

Metodología aplicada para el cálculo de cimentaciones de postes de 8 metros.

Como el sistema se encuentra en equilibrio se debe cumplir que:

$$\sum F_h = 0 \quad \sum F_h = 0$$

$$F - R_1 + R_2 = 0; R_2 = R_1 - F$$

..(a)

$$F * (H + 2 * h/3) - R_1 * (h/3) - R_2 * (2 * h/9) = 0$$

...(b)

$$\text{De (a): } R_1 = F/(5h) * (9H + 8h)$$

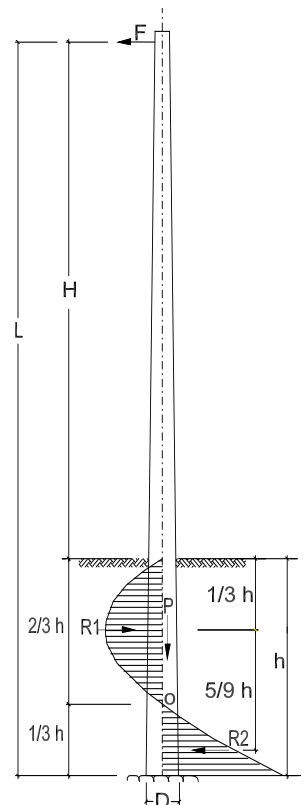
...(c)

$$\text{De (b): } R_2 = F/(5H) * (9H + 3h)$$

...(d)

$$A_2 = D * h/3 \quad \sigma_1 = R_1/A_1 \quad (\text{kg/cm}^2)$$

$$A_1 = D * h * 2/3 \quad \sigma_2 = R_2/A_2 \quad (\text{kg/cm}^2)$$



Una vez determinada los esfuerzos generados por  $R_1$  y  $R_2$  se proceden a compararlos por la capacidad admisible laterales, cuyos valores se basó en los índices de compresibilidad del material en el cual irá el poste, para ello se tendrá que reemplazar si es necesario por un mejor material o en todo caso se utilizará el material propio compactado en capas de 20 cm, asumiéndose a que se llega a una capacidad admisible de 5 kg/cm<sup>2</sup>.

$$\sigma_1 < \sigma_t = 5 \text{ kg/cm}^2 \quad \text{Ok!}$$

$$\sigma_2 < \sigma_t = 5 \text{ kg/cm}^2 \quad \text{Ok!}$$

En cuanto a la fuerza vertical ejercida por el poste al suelo, se tendrá que comparar con la capacidad admisible hallada anteriormente.

El área del poste en el fondo de cimentación es :  $A_3 = D_2 * \pi / 4$

El esfuerzo transmitido es :  $W_t / A_3$

Si la capacidad portante del suelo es menor que la solicitada, se tendrá que realizar una mejor distribución de esfuerzos por medio de un solado, o un bloque prefabricado si es necesario.

Donde:

$h$  : Profundidad de cimentación.

$A_3$  : Área de la base del poste en el fondo de la cimentación.

$\sigma_t$  : Presión máxima admisible en las paredes del terreno.

$W_t$  : Carga vertical total.

$R_1, R_2$  : Reacciones generadas debido a la fuerza horizontal.

$\sigma_1, \sigma_2$  : Esfuerzos generados por la reacciones.

F	:	Carga horizontal de trabajo.
L	:	Altura útil del poste.
H	:	Altura total del poste.
D	:	Diámetro de la base del fondo del poste.

### **Poste de Concreto Con Base de Concreto**

Las cimentaciones de los apoyos serán monobloques realizadas en hormigón, y en el caso de suelos agresivos, dicho hormigón dispondrá de un tratamiento adecuado, para el caso nuestro, los resultados de laboratorio (Análisis de Salinidad) demuestran la poca agresividad del suelo en la que se cimentará los postes del proyecto.

El cálculo de la cimentación se basa en los estudios que realizó Shulzberger, en la cual el método se basa en un principio verificado experimentalmente, que para las inclinaciones limitadas tales que  $\text{tg}\alpha < 0,01$ , el terreno se comporta de manera elástica. En consecuencia, se obtiene reacciones en las paredes verticales de la excavación y normales a la fuerza actuante del poste. El Método Shulzberger (ver Figura N° 4) acepta que la profundidad de entrada del bloque dentro del terreno depende de la resistencia física del terreno contra la presión externa.

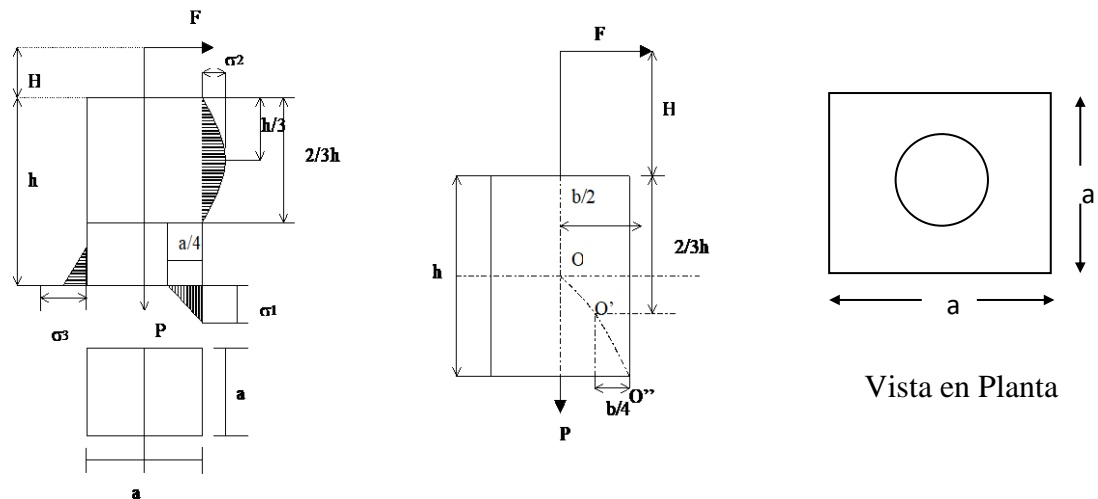


Figura N° 4: El Método Shulzberger<sup>17</sup>

**Nota:** Los cálculos de cimentación realizada es válida para cimentación cuadrada y circular.

Entonces el momento de vuelco considerado:

$$M = F \times \left( H + \frac{2}{3} h \right) \dots (16)$$

Esta fuerza es causada por la fuerza horizontal aplicada a 0,31 metros de la punta del poste de concreto.

Económicamente el método se adapta particularmente bien para fundaciones profundas en forma de bloque de hormigón.

Siguiendo el principio mencionado se puede decir que la resistencia que se opone a la inclinación de la fundación se origina en dos efectos principales:

<sup>17</sup> Expediente Tecnico



Encastramiento de la fundación en el terreno como también fricción entre hormigón y tierra, a lo largo de paredes verticales, normales a la fuerza actuante.

Reacción de fondo de la excavación provocada por las cargas verticales.

La primera fuerza mencionada, se evidencia en el momento  $M_s$ , llamado momento de encastramiento y la otra fuerza mencionada es el momento de fondo  $M_b$ . En caso de fundaciones de poca profundidad y dimensiones transversales relativamente grandes, existe la relación.

$$\frac{M_s}{M_b} < 1 \dots (17)$$

En este caso para obtener una suficiente estabilidad de la fundación es necesario multiplicar por un factor que varía entre 1 y 1,5, dependiendo este cociente de la relación  $M_s/M_b$ . A continuación, se presenta el siguiente Tabla N° 5

Tabla N° 5: Relación entre:  $M_s/M_b$

$M_s/M_b$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
S	1,500	1,383	1,317	1,260	1,208	1,150	1,115	1,075	1,040	1,017	1,000

Fuente: Consorcio Santa Lucia

La ecuación de dimensionamiento será la siguiente:

$$M_s + M_b > S M \dots (18)$$

Este método es de carácter general y se pueden aplicar a las fundaciones de cualquier forma, las fórmulas que se van a desarrollar más abajo

corresponden al bloque de hormigón de la conformación usada más frecuentemente en la práctica, es decir, el paralelepípedo rectangular.

Basándose en que la deformación causada por la rotación será menor a 1, se tendrá las siguientes fuerzas:

$$M_s = \frac{ah^3}{36} C_t \tan \alpha \dots (19)$$

$$M_b = P \left( \frac{a}{2} - 0,47 \sqrt{\frac{P}{aC_b \tan \alpha}} \right) \dots (20)$$

Donde:

$\tan \alpha = 0,01$  : Es el máximo giro permisible para llegar a las reacciones estabilizadoras del terreno.

P : Es la fuerza vertical total.  
h : Longitud de empotramiento.  
a : lado del bloque de concreto.  
C<sub>b</sub> : Coeficiente de Shulzberger

Halladas tales fuerzas, tendrá que cumplirse la siguiente la relación:

Donde:

M<sub>s</sub> : Momento de encastramiento.  
M<sub>b</sub> : Momento de fondo.  
s : Coeficiente, que depende de la relación de M<sub>s</sub>/M<sub>b</sub>.  
M : Momento actuante causado por la fuerza horizontal.

## **Zonificación Geotécnica**

Definidos los parámetros geotécnicos como la capacidad portante y la profundidad, es preciso zonificar el recorrido de la línea de distribución eléctrica, debido a la gran longitud y a la variedad de suelos y formaciones rocosas que se hallan en la zona. Esta zonificación se basa en las condiciones geotécnicas similares, que no necesariamente coinciden con las unidades geológicas.

## **Cálculo Del Bloque De Retenida**

Para el diseño de la cimentación de la retenida, se empleó el método de fuerzas en un elemento en equilibrio. La cimentación para la retenida se compone de una excavación prismática, de dos secciones: triangular y rectangular. Sobre la varilla metálica de la retenida actuará una fuerza de tracción, la cual tratará de arrancar el bloque de concreto enterrado en el extremo de la varilla. Las fuerzas opositoras a la tracción son las siguientes:

### **Metodología**

Como el sistema se encuentra en equilibrio se debe cumplir que:

$$F_t \leq P_w + P_b \cos\theta + F_r \dots (21)$$

Donde:

$F_t$  : Fuerza de Tracción originada en la varilla de anclaje.

$P_b \cos\theta$  : Componente en la dirección del cable de retenida, de la Fuerza debida al

peso del bloque de concreto armado.

$P_w$  : Fuerza debida al peso del relleno compactado en la retenida.

$F_r$  : Sumatoria de las Fuerzas de rozamiento en las 04 caras laterales ( $F_{r1}$ ,  $F_{r2}$ ,  $F_{r3}$ ).

Para el cálculo de la cimentación de las retenidas la fuerza que ejerce mayor oposición a la fuerza externa de tracción, es la componente del peso propio del relleno compactado, en dirección del cable.

El peso propio del relleno compactado se calcula con la siguiente fórmula:

$$W_t = A_L \cdot f \cdot \gamma \dots (22)$$

La componente del peso propio del relleno compactado ( $W_t$ ) en dirección del cable, se evalúa según lo siguiente:

$$P_w = A_L \cdot f \cdot \gamma g \cdot \cos(\phi) = W_t \cdot \cos(\phi) \dots (23)$$

Donde:

$A_L$  : Área lateral del bloque de retenida.

$f$  : Dimensión de la cimentación, transversal al plano de la retenida.

$\gamma$  : Peso específico natural del material propio compactado (el resultado de laboratorio, para un terreno típico arcilloso posee una densidad natural de  $300 \text{ Kg/cm}^2$  y al ser utilizado como material de relleno se compactará, por lo que se asumirá que llegará a  $1\,500 \text{ Kg/cm}^2$ ).

$\phi$  : Ángulo que forma el cable de retenida con la vertical.

$g$  : Gravedad:  $9,81 \text{ m/s}^2$ .

Para el cálculo general de las fuerzas de rozamiento, éstas se determinan, en su forma más genérica, con la siguiente expresión:

$$F_r = F_t \mu \dots (24)$$



Las fuerzas de rozamiento se calculan multiplicando las fuerzas laterales perpendiculares a la superficie de contacto, por el coeficiente de rozamiento, entre caras de relleno compactado y terreno natural.

La fuerza de rozamiento  $Fr_1$  se calculará de la siguiente manera:

$$Fr_1 = Wt. \text{Sen}(\phi). \mu \dots (25)$$

La Fuerza de rozamiento  $Fr_2$  se calcula por la siguiente expresión:

$$Fr_2 = K_a. \gamma. gH^2. D. \mu. \text{Cos}(\phi) \dots (26)$$

La Fuerza de rozamiento  $Fr_3$  se calcula por la siguiente expresión:

$$Fr_3 = K_a. \gamma. gH^2. f. \mu. \text{Cos}(\phi) \dots (27)$$

Donde tenemos:

$K_a$  : Coeficiente de empuje lateral del suelo.

$H$  : Profundidad de excavación

$f$  : Dimensión de la cimentación, transversal al plano de la retenida

$D$  : Dimensión horizontal de la cimentación, paralela al plano de la retenida.

$g$ : Gravedad:  $9,81 \text{ m/s}^2$

$\mu$ : Coeficiente de Fricción, cuyo valor se establecerá de acuerdo a las propiedades mecánicas del suelo.

$$Fr = Fr_1 + 2(Fr_2) + Fr_3 \dots (28)$$

El coeficiente de empuje activo está dado por la siguiente expresión:

$$K_a = \text{Tan}^2\left(45 - \frac{\phi}{2}\right) \dots (29)$$

Donde:

$\phi$  : Ángulo de fricción interna, valor establecido de acuerdo a los resultados de laboratorio.

El ángulo de fricción estará de acuerdo a los resultados obtenidos en el laboratorio, y de tales características se irá a la siguiente tabla N° 6:

Tabla N° 6: Angulo de fricción interna

Clases de Terreno de Cimentación		Esfuerzo Permisible del Terreno $\sigma$ (t/m <sup>2</sup> )	Coeficiente de fricción para Deslizamiento $\mu$
Rocoso	Roca Dura con Pocas Grietas	100	0,7
	Roca Dura con Muchas Fisura	60	0,7
	Roca Blanda	30	0,7
Estrato de Grava	Densa	60	0,6
	No Densa	30	0,6
Terreno Arenoso	Densa	30	0,6
	Media	20	0,5
Terreno Cohesivo	Muy Dura	20	0,5
	Dura	10	0,45
	Media	5	0,45

Fuente: "Diseño en Concreto Armado", Ing. Roberto Morales Morales, pág. 113, Editorial ICG.

## **2.2.3. Redes y Líneas primarias**

### **2.2.3.1. Cálculos eléctricos**

#### **Distancias Mínimas De Seguridad**

Sobre la base de las Normas indicadas anteriormente, se consideró como distancias mínimas de seguridad, tomando en cuenta las condiciones meteorológicas de la zona del Proyecto, lo siguiente:

- a. Separación mínima horizontal o vertical entre conductores de un mismo circuito en los apoyos**

**Horizontal = 0,70 m**

**Vertical = 1,00 m**

Esta distancia es válida tanto para la separación entre dos conductores de fase como entre un conductor de fase y uno neutro.

- b. Distancia mínima entre los conductores y sus accesorios bajo tensión y elementos puestos a tierra**

**D = 0,25 m**

- c. Distancia horizontal mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano**

$$D = 0,0076(U)(FC) + 0,65\sqrt{f} \dots (30)$$



Donde:

$U$  = Tensión nominal entre fases, kV

$FC$  = Factor de corrección por altitud

$f$  = Flecha del conductor a la temperatura máxima prevista, m

**d. Distancia vertical mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano**

- |                                |   |        |
|--------------------------------|---|--------|
| - Para vanos hasta 100 m       | : | 0,70 m |
| - Para vanos entre 101 y 350 m | : | 1,00 m |
| - Para vanos entre 350 y 600 m | : | 1,20 m |
| - Para vanos mayores a 600 m   | : | 2,00 m |

**e. Distancia horizontal mínima entre conductores de diferentes circuitos**

En caso sea necesario, se aplicará la misma fórmula consignada en el ítem c).

Para la verificación de la distancia de seguridad entre dos conductores de distinto circuito debido a una diferencia de 40 % de las presiones dinámicas de viento, deberá aplicarse las siguientes fórmulas:

$$D = 0,00746(U)(FC) \quad (< 0,20 \text{ m}).. (31)$$

Donde:

$U$  = Tensión nominal entre fases del circuito de mayor tensión, en kV

$FC$  = Factor de corrección por altitud

**f. Distancia vertical mínima entre conductores de diferentes circuitos**

Esta distancia se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$D = 1,20 + 0,0102(FC)(kV1 + kV2 - 50).. (32)$$

Donde:

kV1=Máxima tensión entre fases del circuito de mayor tensión, en kV

kV2=Máxima tensión entre fases del circuito de menor tensión, en kV

Para líneas de 33/19 kV, esta tensión será 36 kV

F<sub>C</sub> = Factor de corrección por altitud

La distancia vertical mínima entre líneas de 33 kV y líneas de menor tensión será de 1,00 m.

**g. Distancias verticales mínimas a la superficie del terreno**

Lugares accesibles solo a peatones	:	5,0 m
Laderas no accesibles a vehículos o personas	:	3,0 m
Lugares con circulación de maquinaria agrícola	:	6,0 m
Al cruce de carreteras, calles y avenidas	:	7,0 m
A lo largo de carreteras y calles	:	6,0 m
Distancia vertical entre el conductor inferior y los árboles	:	2,5 m
Distancia radial entre el conductor y los árboles laterales	:	0,5 m
Distancia radial entre el conductor y paredes y otras estructuras no accesibles.	:	2,5 m

#### **h. Distancias mínimas a carreteras**

En áreas que no sean urbanas, las líneas primarias recorrerán fuera de la franja de servidumbre de las carreteras. Las distancias mínimas del eje de la carretera al eje de la línea primaria serán las siguientes:

En carreteras importantes : 25 m

En carreteras no importantes: 15 m

### **CÁLCULO DE PARÁMETROS**

#### **a. Resistencia de los conductores**

La resistencia de los conductores a la temperatura de operación " $R_t$ ", se ha calculado mediante la siguiente fórmula:

$$R_t = R_{20^\circ C} [1 + \alpha(t - 20^\circ C)] \dots (33)$$

Donde:

$R_{20^\circ C}$  : Resistencia del conductor en c.c. a  $20^\circ C$  en ohm/km

$\alpha$  : Coeficiente de variación térmica del conductor en  $^\circ C^{-1}$

$\alpha = 0,00360^\circ C^{-1}$ : para conductores de aleación de aluminio  
AAAC

$t$  : Temperatura máxima de operación en  $^\circ C$  ( $t=45^\circ C$ ).

Para las derivaciones monofásicas con retorno total por tierra (MRT), se consideró además la componente resistiva en función de la frecuencia, lo que puede expresarse mediante la siguiente relación:

$$RLT = RL + \pi^2 x f x 10^{-4} \frac{ohm}{km} .. (34)$$

Para f = 60 Hz:

$$RLT = RL + 0,06 \frac{ohm}{km} .. (35)$$

Donde:

$R_{LT}$  : Resistencia equivalente en el sistema MRT, en ohm/km.

$R_L$  : Resistencia propia del conductor a la temperatura de operación, en ohm/km.

#### **b. Reactancia inductiva**

La reactancia inductiva “ $X_L$ ”, para sistemas trifásicos equilibrados, se ha calculado mediante la siguiente relación:

$$X_{L3} = 377(0,5 + 4,6 \log(\frac{DMG}{r}) x 10^{-4} ... (36)$$

Donde:

$X_{L3}$  : Reactancia inductiva en ohm/km

DMG : Distancia media geométrica

Para sistema trifásico : 1,694 m

r : Radio del conductor en m.

La reactancia inductiva equivalente para las derivaciones con sistema monofásico con retorno total por tierra (MRT), a su vez, se ha calculado mediante la siguiente relación:

$$X_{Lt} = 0,1734 \log \left( \frac{De}{D_s} \right) \dots (37)$$

Donde :

$X_{LT}$  : Reactancia inductiva equivalente en ohm/km.

$De$  : Distancia equivalente entre el conductor y el camino de retorno a través de la tierra, en m.

$D_s$  : Radio equivalente del conductor en m.

El diámetro eléctrico “De” es función de la resistividad e igual a:

$$D_e = 658,9 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \text{ m} \dots (38)$$

Para  $f = 60 \text{ Hz}$  se tiene:  $D_e = 85\sqrt{\rho} \text{ m} \dots (39)$

Donde:

$\rho$  : resistividad eléctrica del terreno en ohm-m

Por su parte el radio equivalente “Ds” para conductores de 7 alambres es igual a:

$$D_s = 2,117 \gamma^I \text{ m} \dots (40)$$

Donde:

$\gamma^I$  = radio de los alambres del conductor, en m.

Se ha considerado, para efectos del cálculo de los parámetros de los conductores y de acuerdo al estudio de resistividad efectuado en el área del proyecto, un valor medio de:

$\rho = 250 \text{ Ohm} - \text{m}$ .

### c. parámetros de secuencia positiva, negativa y cero

Para efectos del cálculo de las corrientes de cortocircuito, se han obtenido las resistencias y reactancias inductivas unitarias de la línea primaria de secuencia positiva, negativa y cero (homopolar). Para el sistema existente los parámetros de secuencia positiva y negativa son los mismos que se han calculado en el acápite anterior.

La resistencia homopolar  $R_o$  se ha calculado según la siguiente relación:

$$R_o = R_1 + \frac{3(u_o x \omega)}{8} \dots (41)$$

Donde:

$R_o$  : resistencia unitaria de secuencia cero en Ohm/km.

$R_1$ : resistencia unitaria de secuencia positiva del conductor, a la temperatura de operación en Ohm/km.

$\mu_o$ : constante de inducción magnética.  $\mu_o = 4 \pi \times 10^{-4}$  H/km

$\omega$  : frecuencia angular  $\omega = 2 \pi f \text{ Seg}^{-1}$

$f$  : frecuencia del sistema

Para  $f = 60$  Hz se tiene:

$$R_o = R_1 + 0,17765 \Omega \dots (42)$$

La reactancia inductiva de secuencia cero  $X_o$ , a su vez, ha sido calculada mediante la ecuación siguiente:

$$X_o = \frac{\mu_o x \omega}{2\pi} \left( 3 \ln \frac{\delta}{(RMG \times DMG^2)^{\frac{1}{3}}} + \frac{\mu L}{4n} \right) \dots (43)$$

donde:

$X_0$  : Reactancia inductiva de secuencia cero, en ohm/km

$\delta$  : Índice de penetración en m.

$$\delta = \frac{1.85}{\left(\mu_o \times \frac{\omega}{\rho}\right)^{\frac{1}{2}}} \dots (44)$$

Donde:

$\rho$  : Resistividad eléctrica del terreno en ohm-m

$\mu L$  : Permeabilidad relativa del conductor. Usualmente igual a 1

$n$  : Número de conductores parciales. En este caso  $n = 1$

RMG : Radio medio geométrico del conductor

$$RMG = 0,726 * r \dots (45)$$

$r$  : Radio del conductor en m.

DMG : Distancia media geométrica en m.

### **Análisis Del Sistema Eléctrico**

#### **a). Caída de Tensión y Pérdidas en la Línea Primaria**

De acuerdo a la norma técnica NTCSEER-RD N° 016-2008-EM/DEG, se ha considerado como valor límite para la caída de tensión desde la salida de los circuitos troncales hasta los primarios de los transformadores de distribución, el  $\pm 5 \%$  de la tensión nominal.

La fórmula aproximada empleada para el cálculo de caída de tensión de los tramos monofásicos es la presentada en la Norma DGE rd018-2003-MEM<sup>19</sup>:

$$\Delta V\% = \frac{P L}{10 V_L^2} (R_{LT} + X_{LT} \operatorname{tg} \phi) \dots (46)$$

Donde:

- $\Delta V\%$  : Caída porcentual de tensión.
- $P$  : Potencia, en kW.
- $L$  : Longitud del tramo de línea, en km.
- $R_{LT}$  : Resistencia unitaria del conductor a la temperatura de operación, en ohm/km.
- $X_{LT}$  : Reactancia inductiva unitaria para sistema monofásico a la tensión entre fases, en ohm/km.
- $\phi$  : Angulo de factor de potencia.
- $V_L$  : Tensión entre fases, en kV.

Para calcular las pérdidas de potencia y energía por efecto Joule se ha utilizado las siguientes fórmulas:

$$P_j = \frac{2 P^2 (R_{LT}) L}{1000 V_L^2 (\operatorname{Cos}^2 \phi)} \dots (47)$$

$$E_j = 8760 (P_j)(Fp) \dots (48)$$

Donde:

- $P_j$  : Caída porcentual de tensión.
- $E_j$  : Pérdidas anuales de energía activa.

---

<sup>19</sup> (DGE-rd-018-EM, 2003)



- P : Demanda de Potencia, en kW.
- L : Longitud del tramo de línea, en km.
- RLT : Resistencia unitaria del conductor a la temperatura de operación, en ohm/km.
- $\phi$  : Angulo de factor de potencia.
- VL : Tensión entre fases, en kV.
- Fp : Factor de pérdidas.
- Fc : Factor de carga

El factor de pérdidas, ha sido determinado, de acuerdo a la Norma DGE rd018-2003-MEM, por la siguiente relación:

$$Fp = 0,15 Fc + 0,85 Fc^2 \dots (49)$$

### **Cálculo De Cortocircuito**

#### **Consideraciones generales**

El cálculo de cortocircuito se realiza para el sistema Interconectado desde el alimentador de la Subestación Yurimaguas 60/33/10 kV, 15-20/10-13/10-13 MVA, y las localidades beneficiadas.

Con el propósito de brindar seguridad a los diferentes equipos a ser instalados en el proyecto, se ha previsto limitar las corrientes de falla que pudieran suscitarse, mediante dispositivos de protección adecuadamente dimensionados y coordinados. Con este propósito se ha efectuado el cálculo de las corrientes de falla.

Para el **cálculo de cortocircuito, balance de cargas y flujo de potencia**<sup>20</sup> se ha utilizado el software DigSilent, este software está diseñado para realizar análisis de sistemas de potencia mediante el flujo de carga y análisis de cortocircuito. En este reporte se presentan los valores de la potencia y corriente de cortocircuito ante fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas a tierra, por lo que los valores de la corriente de cortocircuito mostrados cubrirán con amplitud todas las contingencias de falla que pueda ocurrir en la línea.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se tendrá en cuenta los siguientes tipos de cortocircuitos:

- a) Cortocircuito trifásico
- b) Cortocircuito bifásico
- c) Cortocircuito monofásico

### **Protocolos de cortocircuito**

Para estudio de cortocircuito existen tres tipos de protocolos:

- a) Protocolo Estándar
- b) Protocolo ANSI
- c) Protocolo IEC

---

<sup>20</sup> ANEXO 07-FLUJO DE CARGA Y BALANCE DE CARGA.

Para el proyecto se utilizará el protocolo Estándar, que, a su vez, se analizará la simulación de una “Red en Vacío” y una “Red con Carga”.

**Red en Vacío:** En régimen en vacío es apropiado para obtener niveles de potencia de cortocircuito en barras, para evaluar las exigencias a la que estarán sometidos los equipos de maniobra (interruptores, seccionadores, etc.), y para evaluar corrientes a tierras para diseño de mallas de puesta a tierra.

**Red con Carga:** En régimen con carga es apropiado, para efectuar un análisis de la coordinación de la protección de una red eléctrica, a fin de tomar en cuenta el corriente pre falla de carga.

### **Estudio de Coordinación de Protección**

El estudio de la coordinación de protección del Proyecto, implica el análisis de los elementos de protección para la derivación a los ramales de localidades del proyecto.

#### **a. Coordinación Reconectador Automático - Fusible**

La coordinación de los equipos de protección entre los reconectadores automáticos y los fusibles tipo expulsión se ha realizado para garantizar que las fallas que ocurran en las redes primarias sean despejadas por los equipos de protección principales de cada sector.

Hay dos reglas generales que definen la coordinación de la protección adecuada:

Para todos los valores de corriente de falla en la sección protegida por el fusible, el tiempo mínimo de fusión del fusible deber ser mayor que el tiempo de despeje de la operación rápida del reconectador automático.

Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección de línea protegido por el fusible, el tiempo máximo de despeje del fusible no debe ser mayor que el mínimo tiempo de despeje lento del reconectador automático.

#### **b. Característica tiempo-corriente del reconectador y el fusible**

Los puntos de intersección de las curvas del fusible con las curvas rápida y lenta del reconectador ilustran los límites entre los cuales es de esperarse la coordinación. No obstante, para establecer con precisión los puntos de intersección, es necesario que las curvas características del reconectador y del fusible se desplacen, o modifiquen para tomar en cuenta el calentamiento y enfriamiento alternados del elemento fusible conforme el reconectador pasa por su secuencia de operación.

#### **c. Análisis del Sistema Eléctrico Involucrado**

El análisis está referido a los equipos de protección que se encuentran aguas arriba de los puntos de suministro y desde el punto de generación, así como también de los equipos que se encuentran aguas abajo del punto antes indicado.

Del estudio de cortocircuito efectuado al sistema eléctrico, se ha determinado las corrientes de falla en los diferentes puntos del sistema. Los dispositivos de protección deberán estar en la capacidad de operar convenientemente ante la presencia de las corrientes antes mencionadas.

Asimismo, en el estudio de flujo de carga se determina las corrientes máximas que fluyen a través del sistema eléctrico, Los dispositivos de protección deberán estar en la capacidad de soportar dichos valores de corrientes.

Los dispositivos de protección deberán coordinar teniendo en consideración las corrientes de cortocircuito y las corrientes de carga.

### **Estudio de resistividad y cálculo de puesta a tierra**

#### **a. Premisas de diseño**

Para el presente estudio, las puestas a tierra tendrán la finalidad de proteger a la línea primaria de las tensiones inducidas por efectos de descargas de rayos en las proximidades de la línea primaria.

En las descargas directas de rayo a la línea, la protección será efectuada por el interruptor principal instalado en la celda de salida del alimentador.

Para subestaciones de distribución, el diseño de puesta a tierra se hará con el criterio de operación del sistema y protección al equipo, y se seleccionará entre diferentes configuraciones la que tenga menor resistencia y cumpla con las exigencias de la Norma DGE rd018-2003-EM, las que están en función de la potencia del transformador.

Los circuitos primario y secundario del transformador utilizarán un solo conductor de puesta a tierra, para ello, se efectuará una conexión directa entre el neutro del primario con el neutro del secundario y tendrán un sistema de puesta a tierra común. La sección mínima del conductor de puesta a tierra, será 16 mm<sup>2</sup>,

correspondiente para un conductor de cobre o su equivalente si fuese otro tipo de conductor.

#### **b. Medición de resistividad**

Para la elaboración del presente estudio se realizó las mediciones en campo en los puntos posibles de la ubicación de las subestaciones.

El equipo de medición utilizado es Digital Earth Testers, telurómetro digital modelo MDT20KWE de la marca MEGABRAS, el cual mide la resistencia de aterramiento y la resistividad específica del terreno con una precisión del 2,5%. Es apto para medir resistividad específica del terreno por el Método de Wenner. El equipo funciona con 4 jabalinas de 45 cm de longitud y 10 mm de diámetro, de acero galvanizado. Cumple con las normas VDE 0143 Parte 7 (1982) y BS 7430 (1992). Para el levantamiento de la curva de resistividad del suelo, se ha aplicado el método de Wenner, el cual es internacionalmente aceptado para la consecución de datos para el diseño de puestas a tierra. Este método consiste en clavar 4 electrodos (ver Figura N° 6) de exploración a una profundidad “b”, debiendo estar igualmente espaciados y a una distancia “a”. Por los electrodos de los extremos se inyecta una corriente  $I$ , mientras que entre los electrodos intermedios se mide la diferencia de potencial. En estas condiciones, la fórmula general para el cálculo de la resistividad a partir del valor de la resistencia medida es:

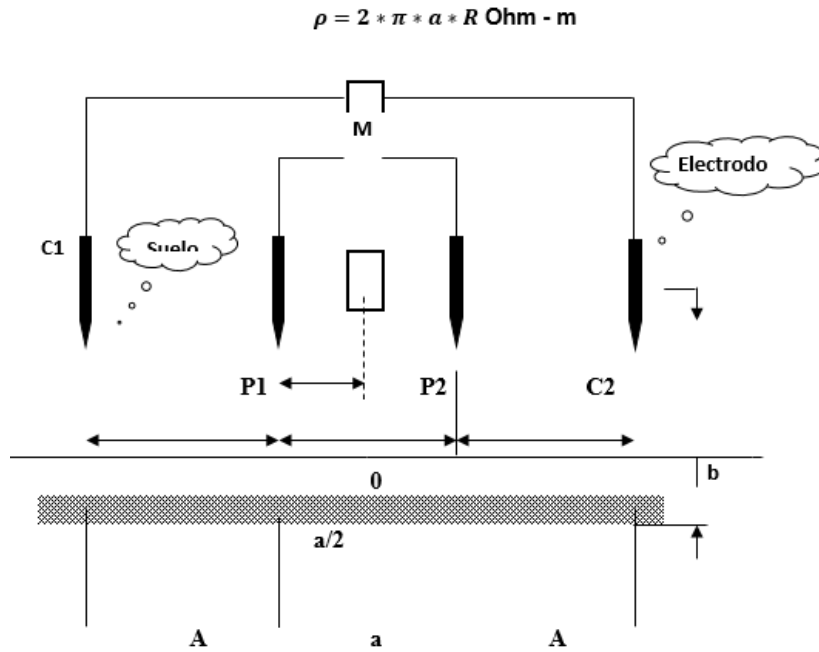


Figura N° 6: Medida de la resistividad del terreno<sup>21</sup>

Donde:

C1 y C2	Electrodos de corriente.
P1 y P2	Electrodos de potencial.
M	Instrumento de medida de resistencia de tierra.
a	Separación equidistante de electrodos en m.
b	Profundidad de clavado de los electrodos ( $b \leq a/20$ ) en m.
$\rho$	Resistividad del terreno en Ohm.m.
R	Resistencia del terreno en Ohm.

Las separaciones entre los electrodos de medida se tomaron con variaciones de: 2; 4; 6 y 8 metros.

### c. Análisis de la información

La información obtenida de las mediciones fue analizada y clasificada estadísticamente, tomando en cuenta lo siguiente:

<sup>21</sup> Expediente técnico del Proyecto

Se calculó la media aritmética de los valores de resistividad medidos para cada espaciamiento adoptado:

$$\rho_M(a_j) = \frac{1}{n} \sum \rho_i(a_i) \dots (50) \quad \forall j = 1, q \quad i = 1, n$$

Donde:

$\rho_M(a_j)$  : Resistividad media para un espaciamiento  $a_j$   
 $n$  : Número de mediciones efectuadas para un espaciamiento  $a_j$   
 $\rho_i(a_j)$  : Valor de la  $i$ -ésima medición de resistividad con un espaciamiento  $a_j$   
 $q$  : Número de espaciamientos considerados.

Se determinó la desviación de cada medida con respecto al valor medio

$$|\rho_i(a_j) - \rho_M(a_j)| \quad \forall j = 1, q \quad i = 1, n \dots (51)$$

Se despreció a los valores de resistividad que presentaron un desvío mayor que 50% con respecto a la media aritmética.

$$\left| \frac{\rho_i(a_j) - \rho_M(a_j)}{\rho_M(a_j)} \right| \times 100 \geq 50\% \quad \forall j = 1, q \quad i = 1, n \dots (52)$$

Con los valores aceptados, se recalcularon las medias aritméticas de los valores de resistividad, obteniéndose los valores definitivos y representativos.

#### **d. Estratificación del suelo**

Usando la teoría de electromagnetismo, es posible desarrollar un modelo matemático, que con auxilio de las medidas efectuadas por el método de Wenner, se puede calcular la resistividad de la primera y segunda capa, así como de su altura respectiva.



Una corriente eléctrica “I” ingresando por el punto “A”, en un suelo de dos capas tal como se muestra en la Figura N° 7, genera potenciales en la primera capa, que deben satisfacer la siguiente ecuación conocida como la ecuación de Laplace.

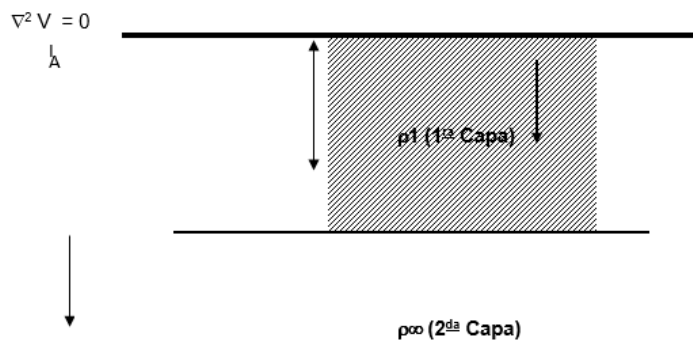


Figura N° 7: Estratificación del suelo en dos capas

Resolviendo la ecuación de Laplace se tiene la siguiente expresión:

$$V_p = \frac{I\rho_1}{2n} \left[ \frac{1}{r} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K}{\sqrt{r^2 + (2nh)^2}} \right] \dots (53)$$

Donde:

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} \dots (54)$$

De la expresión anterior se verifica que la variación del coeficiente de reflexión “K”, está limitado entre  $-1$  y  $+1$ .

$$-1 \leq K \leq 1$$

El método empleado para la estratificación del suelo fue el método de Pirson, que recoge la propiedad de la constante K y que utiliza la familia de curvas de  $\rho(a)/\rho_1$  en función de  $h/a$  para una serie de valores de K negativos y positivos, cubriendo todo el rango de variación.

La curva típica para K negativo, esto es la curva  $\rho(a) \times a$  descendente es la siguiente:

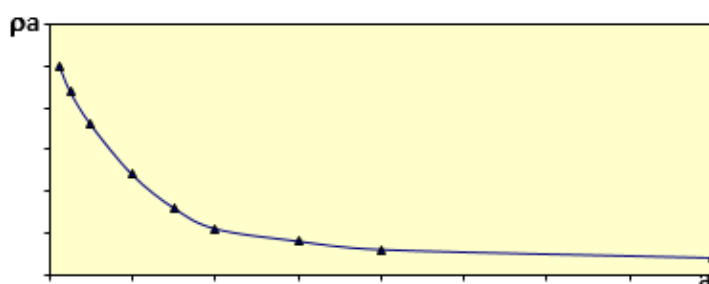


Figura N° 8: curva  $\rho(a) \times a$  descendente

Fuente: Consorcio Santa Lucia

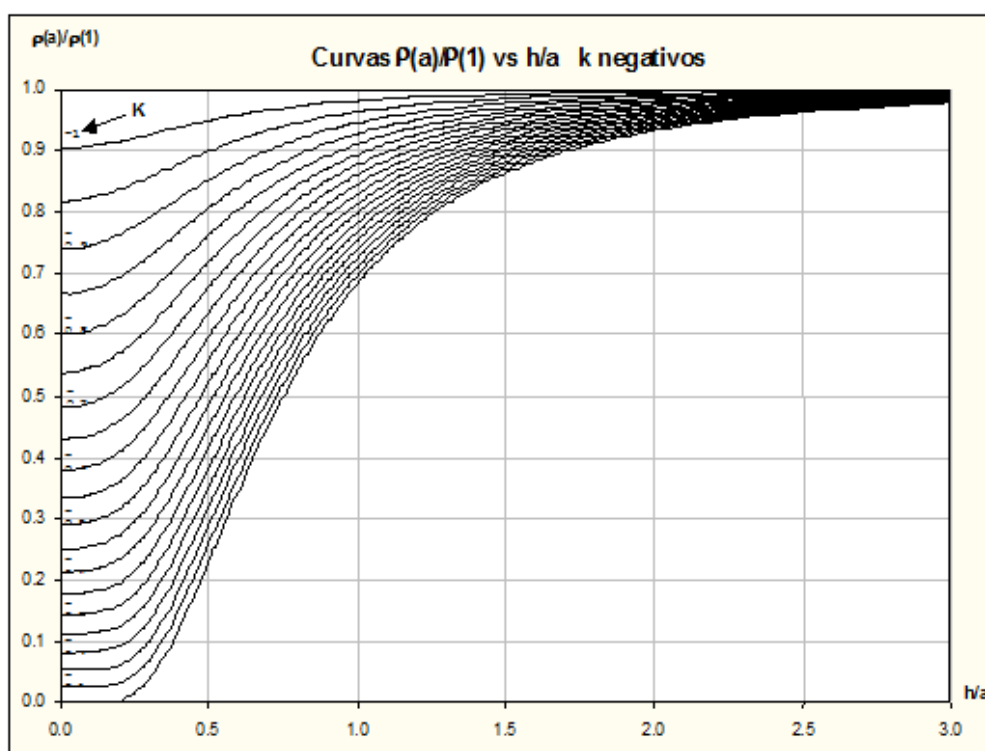


Figura N° 9: Curvas:  $\frac{\rho(a)}{\rho(1)}$  vs  $\left(\frac{h}{a}\right)$

Fuente: Consorcio Santa Lucia

Asimismo, la curva típica para  $K$  positivo, esto es la curva  $\rho(a) \times a$  ascendente será:

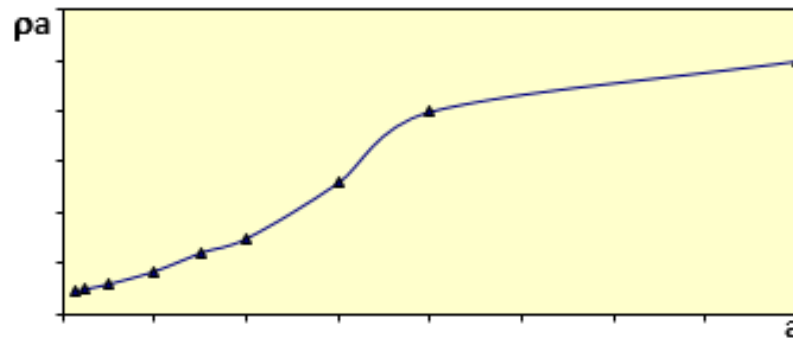


Figura N° 10: Curva  $\rho(a) \times a$  ascendente

Fuente: Consorcio Santa Lucia

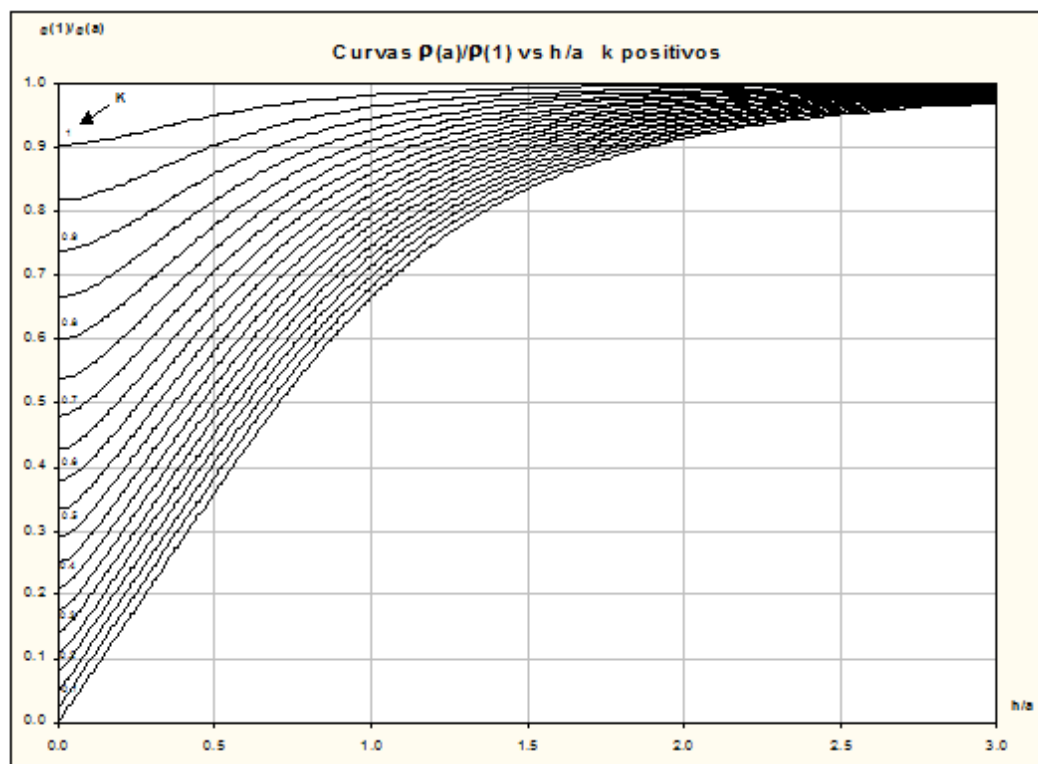


Figura N° 11: Curvas con  $k$  positivos

Fuente: Consorcio Santa Lucia

Para la reducción de capas, considerando paralelismo entre las capas, se ha empleado la fórmula de Hummel, que transforma directamente el suelo en dos capas equivalentes:

$$\rho_{eq} = \frac{d1 + d2 + d3 + \dots + dn}{\frac{d1}{\rho1} + \frac{d2}{\rho2} + \frac{d3}{\rho3} + \dots + \frac{dn}{\rho n}} = \frac{\sum_{i=1}^n di}{\sum_{i=1}^n \frac{di}{\rho i}} \text{ Ohm} \cdot \text{m} \dots (55)$$

$$d_{eq} = d1 + d2 + d3 + \dots + dn = \sum_{i=1}^n di \text{ m} \dots (56)$$

Donde:

- $d_i$  : Espesor de la i-ésima capa en m
- $\rho_i$  : Resistividad de i-ésima capa en Ohm.m
- $n$  : Número de capas reducidas
- $\rho_{eq}$  : Resistividad equivalente en Ohm ·m
- $d_{eq}$  : Distancia equivalente en m.

### **Cálculo de puesta a tierra**

#### **a. Configuración analizada**

Para el cálculo de la resistencia teórica de los sistemas de puesta a tierra, a través de la resistividad aparente, se ha tenido en cuenta la configuración de electrodos en disposición vertical.

La resistencia propia para un sistema de puesta a tierra compuesta por un electrodo, se estima de acuerdo con la siguiente expresión:

$$R_{hh} = \frac{\rho a}{2\pi L} \ln\left(\frac{4L}{d}\right) \dots (57)$$

Donde:

- $R_{hh}$  Resistencia propia de un electrodo (ohm)  
 $\rho a$  Resistividad aparente del terreno (ohm – m)  
 $L$  Longitud del electrodo (m)  
 $d$  Diámetro del electrodo

#### **b. Resistencia equivalente de un electrodo considerando efecto mutuo de demás electrodos en paralelos ( $R_h$ )**

La resistencia equivalente de un electrodo de puesta a tierra considerando el efecto mutuo de los demás electrodos en paralelo, se estima a través de la siguiente relación:

$$R_h = R_{hh} + \sum_{m=1, m \neq h}^n R_{hm} \dots (58)$$

Donde:

- $R_h$  : Resistencia equivalente de un electrodo h (ohm)  
 $R_{hh}$  : Resistencia propia del electrodo (ohm)  
 $R_{hm}$  : Resistencia mutua debido a la interferencia de electrodos en paralelo  
 $n$  : Número de electrodos en paralelo.

La resistencia mutua se estima utilizando la siguiente expresión:

$$R_{hm} = \frac{\rho a}{4\pi L} \ln\left(\frac{(b_{hm} + L)^2 - e_{hm}^2}{e_{hm}^2 - (b_{hm} - L)^2}\right) \dots (59)$$

Donde:

R <sub>hm</sub>	:	Resistencia mutua debido a la interferencia de electrodos en paralelo
p <sub>a</sub>	:	Resistividad aparente del terreno (ohm-m)
L	:	Longitud de un electrodo (m)
b <sub>hm</sub>	:	Longitud de la diagonal entre electrodos en análisis (m)
e <sub>hm</sub>	:	Separación horizontal entre electrodos en análisis (m)
h y m	:	Electrodos en análisis.

### **c.resistencia equivalente de electrodos en paralelo (Re)**

La resistencia equivalente de puesta a tierra de varios electrodos en paralelos se estima con la ayuda de la siguiente relación:

$$Re = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}} \dots (60)$$

Donde:

Re	:	Resistencia equivalente de puesta a tierra del conjunto de electrodos
R <sub>i</sub>	:	Resistencia inicial de cada electrodo (ohm)
n	:	Número de electrodos en paralelo

### **Configuraciones empleadas**

Para estimar la resistencia teórica de los sistemas de puesta a tierra, mediante la utilización de la resistividad aparente, se considera las siguientes configuraciones:

**a. Configuración PAT-1 – Sistema a tierra con un electrodo en disposición vertical**

Esta configuración está compuesta por un electrodo vertical de cobre o coperweld de 2,4 m de longitud y 16 mm de diámetro, enterrado a una profundidad del nivel del suelo de 0,3 m.

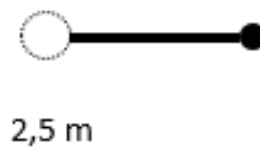


Figura N° 12: PAT-1

Fuente: elaboración propia del autor

**b. Configuración PAT-2 – Sistema a tierra con dos electrodos verticales**

Esta configuración está compuesta por dos electrodos verticales, las cuales se encuentran alineadas respecto del poste con una separación entre estos de 5 m. Estas se conectan entre ellas a través de una varilla horizontal y ésta al poste.

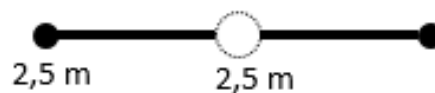


Figura N° 13: PAT-2

Fuente: elaboración propia del autor

### c. Configuración PAT-3 – Sistema a tierra con tres electrodos verticales

Configuración compuesta por tres electrodos verticales, las cuales se encuentran alineadas con una separación entre estos de 5 m. Esta se conecta entre ellas a través de una varilla horizontal y ésta al poste, la disposición puede ser horizontal, tal como se aprecia en la siguiente figura:

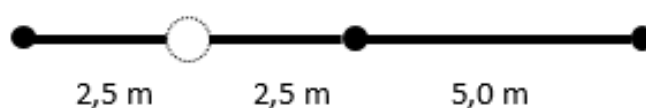


Figura N° 14: PAT-3

Fuente: elaboración propia del autor

### Puesta a tierra de líneas y redes primarias

Para el presente estudio, las puestas a tierra tendrán la finalidad de proteger a línea primaria de las tensiones inducidas por efectos de descargas de rayos en las proximidades de la línea primaria y se instalarán en todas las estructuras de la línea y red primaria.

La configuración del sistema de puesta a tierra será de dos tipos:

**El tipo PAT-1C**, se instalarán en todas las estructuras de las líneas y redes primarias, que consiste de un conductor de cobre en anillo en la base de la estructura.

**El tipo PAT-1**, se instalará en todas las estructuras de seccionamiento, que consiste de un electrodo en posición vertical.



Las descargas directas de rayo a la línea, la protección será efectuada por el interruptor principal instalado en la celda de salida del alimentador.

### **Puesta a tierra de subestaciones de distribución**

Para sistemas monofásicos sin neutro corrido y retorno total por tierra, la instalación de puesta a tierra de las subestaciones de distribución toma vital importancia, por tanto, su diseño debe considerar valores mínimos que garanticen no solo la operación del sistema sino también la seguridad de las personas y equipos.

Según las Norma DGE rd018-2003-EM, el valor máximo para la resistencia de puesta a tierra a considerarse en las subestaciones de distribución es:

Tabla N° 7: Valor máximo de resistencia de puesta a tierra en subestaciones<sup>22</sup>

Potencia del Transformador kVA	Resistencia de Puesta a Tierra (Ohmios)
5	25
10	25
15	20
25	15
75	8
100	8

Con los valores de resistividad de diseño y con la premisa de obtener un valor de resistencia de puesta a tierra menor a lo especificado en el cuadro anterior.

---

<sup>22</sup> (DGE-rd-018-EM, 2003)

## **Estudio de coordinación de aislamiento**

### **a. Estudio de coordinación del aislamiento**

Se entiende por coordinación del aislamiento al conjunto de disposiciones que se toman a fin de evitar que las sobretensiones causen daño a los equipos eléctricos y que cuando los arcos de defecto no puedan ser eludidos con medios que resulten económicos sean localizados en puntos del sistema donde produzcan la mínima afectación al funcionamiento y a las instalaciones de este último.

Por tal razón es imprescindible la instalación de los pararrayos para la adecuada protección del aislamiento interno de los transformadores, con cuyo objeto deberán ser conectados a estos últimos en forma más directa e inmediata posible tanto entre bornes de AT como entre bornes de puesta a tierra.

Los parámetros característicos de los pararrayos deberán quedar conveniente comprendidos (teniendo en cuenta márgenes de seguridad) entre los valores de niveles de tensión que pueden soportar por los aislamiento y los valores de ciertas sobretensiones que no deberán provocar o mantener descarga interna del pararrayo.

Los márgenes mínimos de seguridad recomendado por ANSI, según guía de aplicación C62.2-1981 es:

- MP1 : Margen del nivel de onda cortada = 120 %  
 MP2 : Margen del nivel básico de aislamiento (BIL) = 120 %  
 MP3 : Margen por maniobra = 115 %

Donde:

$$MP1 = \frac{TSIACF}{NPFO + \Delta V} \dots (61)$$

- TSIACF : Tensión soportable de impulso atmosférico cortado.  
 NPFO : Nivel de protección del pararrayos para frente de onda.  
 $\Delta V$  : Valores de tensión a ser adicionados para los niveles de protección del pararrayo, debido al efecto de la distancia de separación de la conexión del pararrayo al equipo protegido.

$$MP2 = \frac{TSNIA}{NPIA + \Delta V} \dots (62)$$

- TSNIA: Tensión soportable nominal de impulso atmosférico del equipo  
 NPIA : Nivel de protección del pararrayos para impulso atmosférico

$$MP3 = \frac{TSNIM}{NPIM} \dots (63)$$

- TSNIM: Tensión soportable nominal de impulso maniobra del equipo  
 NPIM : Nivel de protección del pararrayos para impulso de maniobra

## **b. Criterios para la selección del nivel de aislamiento**

Para la determinación del nivel de aislamiento se ha considerado los siguientes aspectos, según la Norma IEC 71-1:

Sobretensiones a frecuencia industrial en seco

Sobretensiones atmosféricas

**c. Factor de corrección**

Según normas vigentes, así como recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para líneas ubicadas a más de 1000 m sobre el nivel del mar, el aislamiento se incrementará con los factores de corrección determinados mediante la relación siguiente:

$$Fc = 1 + \frac{1.25(h - 1000)}{10000} \dots (64)$$

Donde:

Fc : factor de corrección por altitud

h : altitud en metros sobre el nivel del mar

**Determinación del nivel de aislamiento**

**a. Sobreensiones a frecuencia industrial**

Según la Norma DGE rd018-2003-MEM la tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra, en condiciones estándar, para una línea de nivel de tensión 33 kV, es de 70 kV.

**b. Sobreensiones atmosféricas**

El nivel básico de aislamiento (BIL) en condiciones estándar para líneas y redes primarias, de acuerdo a la Norma DGE rd018-2003-MEM, es de 170 kVp.

## **Criterios para selección de aisladores**

La selección y aplicación de los aisladores depende de las necesidades específicas de los sistemas en los que se pretende utilizarlos, y dependiendo del medio en el cual van a operar los aisladores, su adecuada elección permitirá asegurar un perfecto funcionamiento. Entre las variables importantes a considerar en la selección y aplicación deben tenerse en cuenta:

### **a. Voltaje de operación**

El voltaje de operación de los aisladores siempre es el voltaje de fase del sistema y con base en este valor, se pueden seleccionar los voltajes de flameo de baja frecuencia en húmedo.

### **b. Sobretensiones por operaciones internas**

Si se tiene en cuenta que en las redes actuales las sobretensiones que se originan por operaciones internas de las mismas cuando más pueden llegar a 3,5 veces la tensión de servicio, una pieza cuyo voltaje de flameo en húmedo sea mayor de 4 veces la tensión de servicio (fase), garantizará que en condiciones de disturbios internos de la red no producirá flameo.

### **c. Sobretensiones de origen externo provenientes de descargas atmosféricas**

Se determina el nivel de aislamiento de la línea y se investiga, de acuerdo con sus características, la corriente que produciría (en una descarga), la

solicitud de voltaje determinada. Luego se investiga en registros estadísticos existentes, la probabilidad de que una descarga atmosférica exceda del valor en amperios calculado. El valor de esta probabilidad y el valor de la probabilidad de que la línea sea alcanzada por una descarga directa, pueden dar una base confiable para decidir la ventaja del nivel de aislamiento escogido.

#### **d. Zonas geográficas - altura sobre el nivel del mar**

Con especial cuidado se debe estudiar la zona geográfica que va a atravesar la línea bajo diseño, pues la altura sobre el nivel del mar afecta los valores de voltaje de flameo de los aisladores, en virtud de que la reducción de la presión atmosférica hace más propicias las condiciones de ionización del aire. Para la corrección de los valores de flameo por efecto de la altura, deben consultarse los factores de corrección en las normas ANSI C29.1 e IEEE standard 4.

#### **e. Cargas mecánicas estáticas y dinámicas**

Cada tipo de aislador posee una resistencia mecánica normalizada y para la cual ha sido diseñada. Es importante tener en cuenta que las piezas deben solicitarse con un factor de seguridad desde el punto de vista de esfuerzos mecánicos estáticos y dinámicos, si se quiere lograr un perfecto comportamiento de las mismas. En aisladores de suspensión este valor mecánico se refiere al valor de resistencia electromecánica combinada y

en aisladores tipo espiga y tipo line post se refiere a su resistencia mecánica al cantilever (en voladizo).

#### **f. Condiciones de contaminación atmosférica**

Cuando las líneas deban cruzar zonas donde las condiciones de contaminación sean un factor de peso en las consideraciones del aislamiento, debe estudiarse la posibilidad de sobreaislar la línea o utilizar aisladores con diseños especiales anti-contaminación o bien aisladores con esmaltes de resistencia graduada (esmaltes RG). En cualquiera de los casos debe hacerse un serio estudio económico que justifique la elección final. Ver norma IEC 815.

#### **g. Niveles de radio - ruido**

El nivel de radio-ruido admitido tiene cada vez más condiciones y es motivo de mayor cuidado por la importancia que están adquiriendo las comunicaciones y su recepción en condiciones óptimas. Los aisladores que mayor cuidado requieren para su selección, desde este punto de vista, son los aisladores tipo espiga de media y alta tensión. Es recomendable en este caso, y cuando el nivel de ruido lo requiera, utilizar aisladores cubiertos con esmaltes semiconductores, RF (Radio Freed), que reducen considerablemente los niveles de radio-interferencia y minimizan las pérdidas de energía.

## **Cálculo del nivel de aislamiento de estructuras**

La mayor causa de salidas fuera de servicio es ocasionada por los flámeos producidos por descargas atmosféricas y tormentas eléctricas, los cuales producen sobretensiones directas e inducidas sobre las líneas de distribución, las cuales dependen de los siguientes factores:

- a) Intensidad, continuidad y duración de las descargas atmosféricas en el altiplano son intensas en época de tormenta eléctrica
- b) Los obstáculos en la franja de servidumbre de las líneas son limitados, teniéndose algunas lomas que contribuyen a amortiguar las descargas directas, y reducir la magnitud de las indirectas.
- c) Las salidas de servicio por cada 100 km/año se reducen cuando se logra un voltaje de flameo al impulso crítico (VFIC, o critical impulse flashover voltage-CIFO) de la línea de 300 kV, motivo por el cual en los diseños de las estructuras se debe tender a obtener dicho valor, por medio de la utilización de aisladores adecuados.
- d) No es conveniente superar los 300 kV, porque el mayor aislamiento en la línea podría ocasionar sobretensiones severas en los equipos.
- e) Los pararrayos de las subestaciones de distribución proveen un grado de reducción de flámeos por tensiones inducidas, por lo que en el SER se cuenta con una cantidad de localidades distribuidas a lo largo de las líneas, los pararrayos contribuyen a mejorar el comportamiento eléctrico



- f) El aislamiento de las estructuras se logra con la combinación del CIFO de sus componentes: aislador, la cual contribuye a elevar el aislamiento de la línea y a mejorar el comportamiento eléctrico contra descargas atmosféricas.
- g) Los pararrayos se deben instalar lo más cerca al equipo, pudiendo instalarse en la tapa del transformador, reduciendo así la longitud del conductor de conexión del pararrayos al borne, minimizando la caída de tensión por las corrientes de descarga de rayos.

### **Selección de aisladores**

Se debe analizar cuidadosamente para lograr una acertada elección de los aisladores a utilizar, pues en muchos casos es importante, en vista de las características requeridas, tomar decisiones que produzcan resultados confiables y económicos a los sistemas.

Teniendo en cuenta los análisis de coordinación de aislamiento realizados, y sobre la base de la Norma RD-026-2003-EM/DGE se ha seleccionado los aisladores<sup>23</sup>

Se recomienda el uso de aisladores tipo Line Post Poliméricos y poliméricos tipo anclaje. El primero se deberá instalar en estructuras de alineamiento y ángulos de desvío topográfico moderados. Los aisladores poliméricos en estructuras terminales, ángulos de desvío importantes y retención, se utilizarán aisladores poliméricos.

---

<sup>23</sup> (DGE-RD-026-EM, 2003)

## **Selección de pararrayos**

Para seleccionar los pararrayos se ha considerado los siguientes criterios:

### **a) Equipo a proteger**

Los pararrayos a emplearse en el proyecto serán para proteger los transformadores de distribución y evitar los fláneos de los aisladores en las líneas primarias, ante sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas indirectas. Por tanto, se emplearán pararrayos autovalvulares de óxido metálico, clase distribución.

### **b) Factor de aterramiento**

Se determina la capacidad del pararrayo ante sobretensiones temporarias  $TOV_{PR}$ , considerando la amplitud de la tensión máxima que puede producirse en una fase sana ( $TOV_{SIST}$ ), ante una falla monofásica a tierra:

$$TOV_{SIST} = K \times U_{max} \dots (65)$$

Donde:

$TOV_{sist}$	:	Amplitud de sobretensión en el punto de falla
$K$	:	Factor de sobretensión o factor de aterramiento
$U_{max}$	:	Amplitud máxima de la tensión fase a tierra

### **c) Tensión máxima de operación continua del pararrayos**

La tensión máxima de operación continua del pararrayo (MCOV) deberá ser mayor a la tensión eficaz máxima fase - tierra del sistema; por tanto:

$$MCOVPR \geq \frac{Vn}{(3)^2} \times 1,05 \dots (66)$$

### **2.2.3.2. Cálculos mecánicos**

#### **Cálculo mecánico de conductores**

##### **a. Consideraciones de diseño**

Estos cálculos tienen el objetivo de determinar las siguientes magnitudes relativas a los conductores de líneas y redes primarias aéreas en todas las hipótesis de trabajo:

- a) Esfuerzo horizontal del conductor
- b) Esfuerzo tangencial del conductor en los apoyos
- c) Flecha del conductor
- d) Parámetros del conductor
- e) Coordenadas de plantillas de flecha máxima (sólo en hipótesis de máxima temperatura)
- f) Ángulos de salida del conductor respecto a la línea horizontal, en los apoyos.
- g) Vano - peso de los apoyos
- h) Vano - medio de los apoyos

Los cálculos mecánicos se basan en las indicaciones de la Norma RD-018-2003 Bases Para el Diseño de Líneas y Redes Primarias Para Electrificación Rural y de acuerdo a las condiciones ambientales de la zona, indicadas en el Código Nacional de Electricidad Suministro.

#### **b. Curvas de Esfuerzo Deformación del Conductor**

A continuación, se hace el análisis de las curvas de comportamiento del conductor de aleación de aluminio expuesto a las condiciones ambientales de la zona de estudio.

Un conductor tendido en un vano y sometido previamente a la carga mecánica máxima de diseño, esta se estirará e incrementará su longitud; al someter el conductor bajo la máxima carga el conductor seguirá la curva ABC de la figura, al suprimir las cargas externas del conductor se contraerá siguiendo el módulo de elasticidad final y no regresará a la longitud inicial por la magnitud de la deformación permanente al que estará sometido. Esto generará como resultado una flecha ligeramente más grande que aquella a la que fue instalado inicialmente el conductor. Esta nueva curva de esfuerzo deformación es la que determinará el comportamiento del conductor ante variaciones de cargas externas (Recta CF), mientras no se haya superado la carga máxima inicial al que fue sometido.

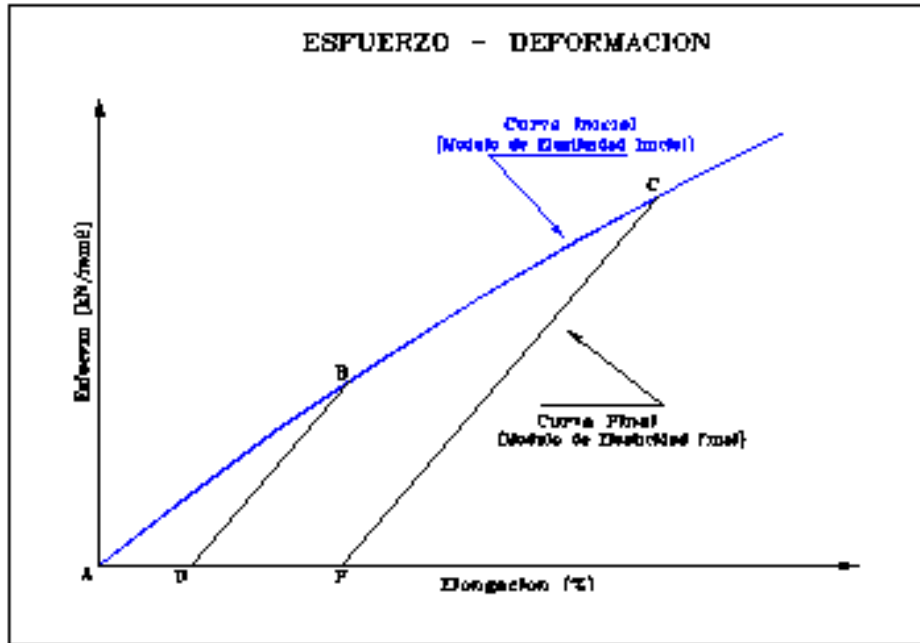


Figura N° 15: Comportamiento del conductor frente a variaciones de carga

En la figura N° 15 se muestra la representación gráfica del comportamiento del conductor ante las variaciones de carga externa a la que es sometida. Para el diseño de líneas de media y alta tensión, se debe considerar el módulo de elasticidad final para los cálculos de distribución de estructuras, dimensionamiento de amortiguadores; y el módulo de elasticidad inicial para el dimensionamiento mecánico de las estructuras, conductores y tabla de tensado del mismo.

Para la obtención del Módulo de Elasticidad Inicial, se parte de las condiciones finales del Conductor, donde el valor del módulo de elasticidad correspondiente es proporcionado por las especificaciones técnicas de los mismos, y a través de un proceso regresivo y de comparación se obtiene el Módulo de Elasticidad Inicial, con la cual se

determinan los cálculos mecánicos inicial para el conductor. La expresión matemática empleada es la siguiente:

$$\Delta L = \frac{\sigma}{E} * L \dots (67)$$

Donde:

- ΔL** = Deformación o Elongación del Conductor.  
**σ** = Esfuerzo axial al que estará sometido el conductor.  
**E** = Modulo de Elasticidad del Conductor.  
**L** = Longitud de conductor sometido al esfuerzo.

### **Formulación de hipótesis de cálculo**

Para plantear las hipótesis de carga que rigen el cambio de estado del conductor, se ha teniendo en cuenta las características particulares del conductor seleccionado, así como la curva esfuerzo-deformación-creep del fabricante, y que corresponde al conductor AAAC.

Las hipótesis de carga que rigen el cambio de estado del conductor seleccionado, para las Líneas y Redes Primarias son las siguientes:

**HIPÓTESIS 1A** : Condición de mayor duración (EDS inicial)

- EDS inicial : 15 %  
Temperatura : 20°C  
Velocidad de viento: nula  
Sobrecarga de hielo : nula

**HIPÓTESIS 1B** : Condición de mayor duración (EDS final)

- EDS inicial : Variable  
Temperatura : 20 °C  
Velocidad de viento: nula

Sobrecarga de hielo : nula

**HIPÓTESIS 2** : De máxima Velocidad de Viento

Temperatura : 10 °C

Velocidad de viento : 75 km/h

Sobrecarga de hielo : nula

**HIPÓTESIS 3** : De máxima Temperatura

Temperatura : 50 °C

Velocidad de viento : nula

Sobrecarga de hielo : nula

**HIPÓTESIS 4** : De mínima Temperatura

Temperatura : 5 °C

Velocidad de viento : nula

Sobrecarga de hielo : 0,00 mm

#### **a. Esfuerzos admisibles**

De acuerdo a normas vigentes, el esfuerzo máximo admisible (tangencial) en los conductores, no debe ser superior al 60% del esfuerzo de rotura del conductor " $S_r$ ". Para el conductor de AAAC, se tiene:

Esfuerzo Mínimo de Rotura :  $S_r = 300 \text{ N/mm}^2$

Esfuerzo Máximo Admisible :  $S_{\max} = 180 \text{ N/mm}^2$

Para el presente proyecto se ha considerado un esfuerzo inicial EDS tal que el esfuerzo final EDS resultante sea menor o igual a  $44 \text{ N/mm}^2$ , según recomendación de la Norma VDE 0201 y evitar el uso de amortiguadores en vanos regulares.

El EDS final, que depende de los vanos y oscila alrededor del 13% del esfuerzo de rotura, con este valor se efectuará la distribución de estructuras.

**b. Consideraciones para el cálculo**

El régimen de tensado de los conductores corresponde básicamente a las condiciones de EDS o tracción media de cada día, de temperatura mínima, esfuerzo máximo, formación de hielo y de flecha máxima.

**Condiciones de Esfuerzo Medio (EDS):**

Se considerará como esfuerzo inicial, para los conductores AAAC en condiciones de esfuerzo medio (EDS), el 15 % del esfuerzo de rotura.

**Condición de Temperatura Mínima:**

Corresponde al esfuerzo que se da en las condiciones de mínima temperatura ambiente, con una presión de viento correspondiente al 50% de la velocidad máxima y con sobrecarga de hielo.

**Condición de Temperatura Mínima con Viento Máximo:**

En esta condición se considera la mínima temperatura ambiente y presión por viento máxima. Esta condición define usualmente el límite de las prestaciones mecánicas de las estructuras seleccionadas; cuyos valores corresponden a las condiciones límites en que se dan los esfuerzos longitudinales producidos por los conductores, esto es hasta el 60 % de esfuerzo de rotura.



### Condición de Temperatura Máxima o Flecha Máxima:

Esta condición corresponde a la máxima dilatación térmica que se prevé en los conductores, con la máxima temperatura y sin considerar sobrecarga de viento.

### Carga unitaria resultante del conductor: ( $W_r$ )

$$W_r = \left[ (W_c + 0.0029(C^2 + \phi_c C))^2 + \left( \frac{P_v(\phi_c + 2C)}{1000} \right)^2 \right]^{1/2} \dots (68)$$

$$P_v = K.V^2 \dots (69)$$

Donde:

$W_c$  : Peso propio del conductor

$v$  : Velocidad del viento

$\phi_c$  : Diámetro exterior del conductor

$C$  : Espesor de hielo sobre el conductor

$P_v$  : Carga adicional debido a la presión del viento

$K$  : Constante de los Conductores de Superficie Cilíndrico (0,041)

### Esfuerzo del conductor en el extremo superior derecho: ( $T_D$ )

$$T_D = T_0 \cosh(XD/p) \dots (69)$$

Donde:

$$p = T_0 * S / W_r, \text{ y:}$$

$W_r$  : Carga resultante del conductor

$X_D$  : Distancia del punto más bajo de la catenaria al apoyo derecho

$S$  : Sección del conductor

### Esfuerzo del conductor en el extremo superior izquierdo: ( $T_I$ )

$$T_I = T_0 \cosh(XI/p) \dots (70)$$

### Angulo del conductor respecto a la línea horizontal en el apoyo derecho: ( $\theta_D$ )

$$\theta_D = \cos^{-1} (T_0/T_D) \dots (71)$$

**Distancia del punto más bajo de la catenaria al apoyo izquierdo: (X<sub>I</sub>)**

$$XI = -p \left[ \sinh^{-1} \left( \frac{\frac{h}{d}}{[\sinh^2(d/p) - (\cosh(d/p) - 1)^2]^{\frac{1}{2}}} \right) - \operatorname{tgh}^{-1} \left( \frac{\cosh\left(\frac{d}{p}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{d}{p}\right)} \right) \right] \dots (72)$$

Donde:

$$p = T_0 * \frac{S}{WR} \dots (73)$$

W<sub>r</sub> : Carga resultante del conductor

S : Sección del conductor

T : Esfuerzo en la hipótesis considerada

d : Vano

h : Desnivel del vano.

**Distancia del punto más bajo de la catenaria al apoyo izquierdo: (X<sub>D</sub>)**

$$XD = d - XI \dots (74)$$

**Longitud del conductor: (L)**

$$L = \{ [2 p \sinh(d/2p)]^2 + h^2 \}^{\frac{1}{2}} \dots (75)$$

**Flecha del conductor: (f)**

$$f = p \left[ \cosh(XI/p) - \frac{\cosh\left(\frac{d}{2} - XI\right)}{p} \right] + \frac{h}{2} \dots (76)$$

**Saeta del conductor: (s)**

$$s = p [\cosh(XI/p) - 1] \dots (77)$$

**Vano - Peso: (Vp)**

$$Vp = XD (i) + XI (i + 1) \dots (78)$$

### **Vano - Medio: (VM)**

$$VM = \frac{d(i) + d(i+1)}{2} \dots (79)$$

### **Cálculo del vano básico (Vb)**

El vano básico o equivalente será igual a cada vano real para estructuras con aisladores rígidos tipo PIN. En estructuras con cadena de aisladores tipo Suspensión, el vano equivalente será único para los tramos comprendidos entre estructuras de anclaje, y a este vano equivalente, le corresponde un esfuerzo horizontal constante.

La fórmula empleada es la siguiente:

$$Vb = [\Sigma(Li^3 \cos \Psi) / \Sigma(Li \cos \Psi)]^{\frac{1}{2}} \dots (80)$$

### **Cálculo Mecánico De Estructuras**

#### **a. Consideraciones de diseño**

Estos cálculos tienen por objeto determinar las cargas mecánicas en postes, cables de retenida y sus accesorios, de manera que en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos previstos en las normas indicadas en el ítem 1 y demás normas vigentes.

Para el cálculo mecánico de estructuras se ha considerado las siguientes cargas:

- a) **Cargas Horizontales:** Carga debida al viento sobre los conductores y las estructuras y carga debido a la tracción del conductor en ángulos de desvío topográfico, con un coeficiente de seguridad de 2,2. Solamente

para condiciones normales (Hipótesis I) y la de máxima carga de viento (Hipótesis II)

- b) **Cargas Verticales:** Carga vertical debida al peso de los conductores, aisladores, crucetas, peso adicional de un hombre con herramientas y componente vertical transmitida por las retenidas en el caso que existieran. Se determinará el vano peso en cada una de las estructuras y para cada una de las hipótesis de diseño (I, II, III y IV), el cual definirá la utilización de una estructura de suspensión o de anclaje.
- c) **Cargas Longitudinales:** Cargas producidas por cada uno de los vanos a ambos lados de la estructura y para cada una de las hipótesis de diseño (I, II, III y IV).

#### **b. Tipos de estructuras**

Las estructuras de las líneas primarias están conformadas por postes de concreto y torrecilla de acero, y tienen la configuración de acuerdo con la función que van a cumplir.

Los parámetros que definen la configuración de las estructuras y sus características mecánicas son:

- i. Distancia mínima al terreno en la condición de hipótesis de mayor flecha
- ii. Angulo de desvío topográfico
- iii. Vano – viento
- iv. Vano – peso.

Según la función de la línea, las estructuras serán seleccionadas como sigue:

**Estructuras de alineamiento:** Se usarán fundamentalmente para sostén de la línea en alineaciones rectas. También se considera estructuras de alineamiento a una estructura situada entre dos alineaciones distintas que forman un ángulo de desviación de hasta  $5^{\circ}$ .

**Estructuras angulares:** Se usarán para sostén de la línea en los vértices de los ángulos que forman dos alineaciones distintas cuyo ángulo de desviación excede de  $5^{\circ}$ .

**Estructuras terminales:** Se utilizará para resistir en sentido de la línea el tiro máximo de todos los conductores de un mismo lado de la estructura.

**Estructuras especiales:** Serán aquellas que tienen una función diferente a las estructuras definidas anteriormente, entre ellas tenemos las estructuras de derivación utilizada para derivar la línea en dirección transversal a su recorrido principal.

#### **c. Hipótesis de cálculo**

En el presente proyecto, tratándose de líneas y redes primarias de electrificación rural, se considera para los cálculos de las estructuras, solo las condiciones normales; por tanto, no se considerará hipótesis de rotura de conductor, de acuerdo a la Norma DGE rd018-2003-EM.

#### d. Factores de seguridad

Los factores de seguridad para estructuras serán las siguientes:

Postes de concreto	:	2,0
Torrecilla de acero	:	2,0
Retenidas	:	2,0

#### Consideraciones para el cálculo

a) **Momento debido a la carga del viento sobre los conductores:**

$$MVC = (Pv) (d) (\emptyset c) (\Sigma hi) \cos \alpha/2$$

b) **Momento debido a la carga de los conductores en estructuras de alineamiento y ángulo:**

$$MTC = 2 (Tc)(\Sigma hi) \sin \frac{\alpha}{2} \dots (81)$$

c) **Momento debido a la carga de los conductores en estructuras terminales:**

$$MTC = (Tc)(\Sigma hi) \dots (82)$$

d) **Momento debido a la carga del viento sobre la estructura:**

$$MVP = \frac{[(Pv)(hl)^2 (Dm + 2 Do)]}{600} \dots (83)$$

e) **Momento debido al desequilibrio de cargas verticales:**

$$MCW = (Bc)[(Wc)(d)(Kr) + WCA + WAD] \dots (84)$$

f) **Momento total para hipótesis de condiciones normales en estructuras de alineamiento y ángulo sin retenidas:**

$$MRN = MVC + MTC + MCW + MVP \dots (85)$$

g) **Momento total en estructuras terminales:**

$$MRN = MTC + MVP \dots (86)$$

h) **Esfuerzo del poste de concreto en la línea de empotramiento en hipótesis de condiciones normales:**

$$R_H = \frac{MRN}{3.13 \times 10^{-5} x c^3} \dots (87)$$

Donde:

- $P_v$  : Presión de viento sobre superficies cilíndricas en Pa  
 $D$  : Longitud del vano viento en m  
 $T_c$  : Carga del conductor en N  
 $\varnothing_c$  : Diámetro del conductor en m  
 $\alpha$  : Angulo de desvío topográfico  
 $D_o$  : Diámetro del poste en la punta en cm  
 $D_m$  : Diámetro del poste en la línea de empotramiento en cm  
 $h_l$  : Altura libre del poste en m  
 $h_i$  : Altura de la carga  $i$  en la estructura con respecto al terreno en m  
 $B_c$  : Brazo de la cruceta en m  
 $K_r$  : Relación entre el vano peso y vano viento  
 $R_c$  : Peso del conductor en N/m  
WCA: Peso de la cruceta, aisladores y accesorios en N  
WAD: Peso de un hombre con herramientas igual a 1 000 N  
 $C$  : Circunferencia del poste en la línea de empotramiento en cm  
 $E$  : Módulo de elasticidad del poste en N/cm<sup>2</sup>  
 $I$  : Momento de inercia del poste en cm<sup>4</sup>  
 $k$  : Factor que depende de la forma de fijación de los extremos del poste  
 $l$  : Altura respecto al suelo del punto de aplicación de la retenida en m  
 $h_c$  : Lado de la cruceta paralelo a la carga en cm  
 $b$  : Lado de la cruceta perpendicular a la carga en cm  
 $\Sigma Q_v$  : Sumatoria de cargas verticales en N

## Calculo de amortiguadores

El dimensionamiento, selección y ubicación de los amortiguadores en los vanos depende del diseño del amortiguador, tipo y marca, características del conductor (tensión, peso y diámetro), así como del rango de velocidades de viento. En el mercado existen diversos fabricantes de amortiguadores, para su adquisición el fabricante solicita los datos de la línea, en este informe se presenta el formato de uno de los fabricantes.

### a. Descripción de las vibraciones eólicas

Los conductores aéreos en las líneas de alta tensión están sujetos a las vibraciones eólicas producidas por vientos permanentes de bajas velocidades (hasta 30 km/h). La frecuencia de vibración depende principalmente del diámetro del conductor y de la velocidad del viento y está determinada por la siguiente expresión:

$$f = 51,5 \times \frac{V_c}{D_c} \dots (88)$$

donde:

V	Velocidad del viento en km/h
D <sub>c</sub>	Diámetro del conductor en milímetros y
f	Frecuencia resultante en Hz

Para secciones hasta 19 mm  $\phi$ , la información técnica de los fabricantes recomienda el uso de amortiguadores tipo espiral preformados, ya que tiene un mejor comportamiento ante rangos altos de frecuencia de vibración.

Los valores pico a pico de la amplitud de estas vibraciones producen falla por fatiga en los alambres de los conductores en los puntos de sujeción, siendo el efecto pronunciado en vanos grandes y en zonas abiertas y descampadas en las cuales los vientos permanentes son frecuentes.



La longitud de la onda de vibración (sin considerar el efecto de rugosidad del conductor) está dada por la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{1}{2f} \sqrt{\frac{T_{EDS} \times g}{W_c}} \dots (88)$$

Donde:

f	Es la frecuencia resultante en Hz
T <sub>EDS</sub>	La tensión promedio del conductor en N
W <sub>c</sub>	el peso unitario del conductor en N/m
g	9,81 m/s <sup>2</sup>
λ	La longitud de onda de vibración

A continuación, se comentan los métodos y prácticas de éxito probado para contrarrestar el efecto de las vibraciones en conductores.

## **Soluciones prácticas al problema de vibración de conductores**

### **a. Efecto de la tensión de cada día (EDS)**

Las dos variables de diseño de líneas de alta y media tensión que tienen gran impacto en los problemas de vibración de conductores son el esfuerzo final de templado (EDS) y la longitud del vano. Estas dos variables, tratadas individualmente o en combinación pueden reducir el fenómeno de vibración a un nivel no peligroso, siendo innecesaria la utilización de dispositivos para amortiguar las vibraciones.

El Manual de Diseño de Líneas de Alta Tensión del Rural Utilities Service (RUS Bulletin 1724E-200 – Set 92) indica que para conductores de aluminio y aleación de aluminio se logra minimizar los efectos vibratorios templando la línea (EDS inicial) con valores de hasta el 20% del tiro de rotura del conductor, sin necesidad de recurrir a amortiguadores de vibración.

La Norma VDE 0210/5.69 “Determinaciones para la Construcción de Líneas Aéreas de Energía Eléctrica mayores de 1 kV” determina las tracciones medias admisibles sin protección antivibrante (amortiguadores) en función a los vanos y al tipo de conductor, siendo éstos valores los siguientes:

Tabla N° 8: Tracciones Medias Admisibles sin Protección Antivibrante

Vanos en metros		0-150	200	300	400	500	700
Templado	(%)	16,4	16,1	15,5	14,9	14,3	12,9
	(kg/mm <sup>2</sup> )	4.6	4,51	4,3	4,2	4	3,6

Fuente: La Norma VDE 0210/5.69 “Determinaciones para la Construcción de Líneas Aéreas de Energía Eléctrica mayores de 1 kV”

Asimismo, define la Tracción Media como la componente horizontal de la tensión de tracción en el conductor que aparece a temperatura media anual sin carga de viento en su estado final (luego de dos años).

#### **b. Uso de dispositivos de amortiguamiento**

**Las Varillas de Armar** son un refuerzo para el conductor en los puntos de soporte incidiendo en la reducción de la amplitud de las vibraciones debido al aumento aparente del diámetro del conjunto conductor-varilla. Según el “Manual de diseño de Líneas de Alta Tensión RUS Bulletin 1724E-200” la aplicación de Varillas de Armar es una solución eficaz al problema de vibración eólica para líneas con conductores de menor sección, sometidos a bajo esfuerzo y para vanos cortos. Indica a su vez que estos dispositivos proveen un amortiguamiento suficiente evitando la fatiga de los alambres del conductor.

**Los amortiguadores** son dispositivos efectivos para controlar la vibración. El dimensionamiento, selección y ubicación de los amortiguadores en los vanos depende del diseño del amortiguador, tensión, peso y diámetro del conductor, así como del rango de velocidades de viento. Existen en el medio diversos tipos de amortiguadores, describiéndose a continuación las características y aplicación de los más comunes.

### **Cimentación de estructuras**

#### **a. Cálculo y diseño**

En el presente proyecto se utilizarán como estructuras de soporte postes de Concreto sólidos y seccionables de 12 y 13 m, torrecillas de celosía de 12 y 15 m.

En el diseño de cimentaciones se ha considerado las condiciones reales del terreno, las cargas críticas por tipo de soporte y conductor; y para el cálculo de las cimentaciones se ha utilizado el método de cálculo de Sulzberger, los cuales permiten determinar las dimensiones de la excavación y verificar las presiones laterales y verticales según corresponda el caso.

Para el diseño de cimentaciones de los postes sin retenida se verifica la presión lateral que ejerce la estructura sobre el terreno, la cual se compara con la presión del terreno natural.

En el caso de los postes con retenida se verifica la presión vertical que ejerce la retenida y fuerzas verticales del poste sobre el terreno.

El tipo de cimentación es cimentada con concreto ciclópeo. Sin embargo, cuando la presión lateral que ejerce la estructura sobre el terreno sea mayor que la presión del terreno natural, la tierra con la que se va apisonar debe ser mejorada con grava arcillosa incluyendo además 25 % de piedra mediana para obtener una mayor resistencia lateral.

#### **b. Parámetros de cimentación**

Para el cálculo de cimentación se ha tenido en cuenta el tipo de suelo según la clasificación SUCS, así como las propiedades del suelo y parámetros de cimentación, para cada una de las unidades geotécnicas.

#### **Cálculo de Retenidas**

Para compensar los esfuerzos mayores al esfuerzo de rotura del poste para la línea y red primaria se usarán retenidas, cuyas características han sido definidas en las especificaciones de materiales.

Las retenidas serán de cables de acero Siemens Martin de 50 mm<sup>2</sup> de sección y 10 mm (3/8") de diámetro, con un tiro de rotura de 30,90 kN.

Una retenida en disposición longitudinal:

$$FR \text{ sen } \phi \times HR = FP \times He \dots (89)$$

$$FR = MRN.(HR \times \text{Sen } \phi) \dots (90)$$

Donde:

$F_R$	:	Tiro de trabajo de la retenida
$H_R$	:	Altura de la retenida
$H_e$	:	Altura de aplicación de la fuerza equivalente
$F_P$	:	Fuerza equivalente en la punta
$\phi$	:	Angulo de la retenida
$MRN$	:	Momento total resultante.

## **2.2.4. Marco legal.**

### **Normas técnicas rurales, para el diseño de la red primaria**

R.D. N° 017-2003-EM/DGE .- Norma DGE “alumbrado de vías públicas en áreas rurales” publicada el 2004-01-31 (DGE-rd017-EM, 2013)

R.D N°020-2003-EM/DM.- Especificaciones técnicas de montaje de redes secundarias con conductor autoportante para electrificación rural, publicada (DGE-rd-020-EM, 2003)

R.D. N° 023-2003-EM/DGE.- Especificaciones técnicas de soportes normalizados para líneas y redes secundarias para electrificación rural. (DGE-rd-023-EM, 2003)

R.D. N° 025-2003-EM/DGE.- Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de redes secundarias para electrificación rural. (DGE-rd-025-EM, 2003)

R.D. N° 030-2003-EM/DGE.- Norma DGE "Especificaciones técnicas para levantamientos topográficos para Electrificación Rural" aprobada con Resolución Directoral N° 030-2003 EM/DGE, publicada el 2004-03-02

R.D. N° 031-2003-EM/DGE.- Norma DGE "Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores auto portantes para Electrificación Rural" aprobada con Resolución Directoral N° 031-2003 EM/DGE, publicada el 2004-03-02. (DGE-rd-031-EM, 2003)

Ley N° 28749.- Ley General de Electrificación Rural; publicada el 1/06/2006

Decreto Supremo N° 025-2007-EM.- Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (03/05/2007)

Decreto Supremo N° 026-2007-EM.- Sobre la Fusión del Proyecto de Mejoramiento de la Electrificación Rural, mediante la aplicación de Fondos Concursables Proyecto - FONER y de la Dirección Ejecutiva de Proyectos - DEP (05/05/2007)

**Normas técnicas rurales, para el diseño de la red primaria.**

Especificaciones técnicas de obras civiles para subestaciones para electrificación rural, publicada el 2004-01-31

R.D. N° 021-2003-EM/DGE.- Especificaciones técnicas de montaje electromecánico de subestaciones para electrificación rural, publicada el

R.D. N° 026-2003-EM/DGE.- Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de líneas y redes primarias para Electrificación Rural" aprobada con Resolución Directoral N° 026-2003 EM/DGE, publicada el 2004-02-

R.D. N° 027-2003-EM/DGE.- Norma DGE "Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de subestaciones para Electrificación Rural" aprobada con Resolución Directoral N° 027-2003 EM/DGE, publicada el 2004-02-12.

R.D. N° 028-2003-EM/DGE.- Norma DGE "Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de líneas de transmisión para Electrificación Rural" aprobada con Resolución Directoral N° 028-2003 EM/DGE, publicada el 2004-03-02

## 2.3. Definición conceptual de la terminología empleada

Definiciones extraídas del Código Nacional de electricidad<sup>24</sup>

**Red de Distribución Primaria.** - Incluye los elementos de las redes primarias aéreas y subterráneas tales como conductores, cables, postes, aisladores, retenidas y accesorios, así como distancias mínimas de seguridad.

**Subestaciones de distribución.** - Incluyen los equipos y los dispositivos de maniobra y protección tales como transformadores, disyuntores, interruptores, seccionadores.

**Red de Distribución Secundaria.** - Incluye los elementos de las redes secundarias aéreas y subterráneas tales como conductores, cables, postes, aisladores, retenidas, acometidas y distancias mínimas de seguridad.

**Red de Alumbrado Público.** - Incluye las exigencias relativas al alumbrado y a su instalación en vías expresas, arterias principales, vías colectoras, calles, locales, cruces, plazas, etc.

**Acometida (Red de Distribución Secundaria).** - Parte de la instalación de una conexión comprendida desde la Red de Distribución Secundaria hasta los bornes de entrada de la caja de conexión o la caja de toma; incluye el empalme y los cables o conductores instalados.

**Altura de Montaje (de una luminaria).** - Distancia vertical medida entre el centro de la luminaria y la superficie de la calzada.

---

<sup>24</sup> (MEM-DGE-DISTRIBUCION)

**Capacidad de Interrupción o Poder de Ruptura.** - Corriente o potencia máxima que un contacto es capaz de abrir bajo condiciones especificadas.

**Carga de Rotura (de un conductor).** - Carga mecánica máxima que pueda soportar el conductor al momento de ocurrencia de su rotura.

**Carga de Rotura (de un poste de concreto).** - Carga que produce la falla del poste en la o las direcciones especificadas por el fabricante, obtenida de acuerdo a las normas establecidas.

**Carga de Rotura (de un poste de madera).** - Carga que produce la rotura del poste por flexión estática, en condiciones normalizadas (véase norma ITINTEC correspondiente)

**Carga de Trabajo (de un poste).** - Carga máxima, en condiciones normales de trabajo, para la cual ha sido diseñado un poste; se considera aplicada a 10cm de la punta en los postes de concreto y metálicos y a 30 cm en los postes de madera.

**Carga en el Límite Elástico.** - Carga máxima de flexión estática que resistirá un poste metálico o de madera sin sufrir deformaciones permanentes.

**Conductor (de un cable).** - Conjunto del alma y su envoltura aislante.

**Deflexión.** - Desplazamiento que experimenta la punta de un poste por acción de una carga. Está medida perpendicularmente al eje del poste en su posición inicial.

**Descarga Disruptiva (referida a un aislador).** - Descarga eléctrica a través del aire caracterizada por la formación de una o más chispas o arcos entre partes metálicas bajo tensión.



**Equipo.** - Término general que incluye material, artefactos, dispositivos, accesorios y aparatos usados como parte de una instalación eléctrica o en conexión con ésta.

**Flecha de un Conductor.** - Es la distancia entre la línea recta que pasa por los puntos de sujeción de un conductor entre dos apoyos consecutivos y el punto más bajo de éste mismo conductor.

**Longitud de Fuga de un Aislador.** - Es la distancia medida a lo largo de la superficie del aislador entre las partes conductoras, previstas para las pruebas de tensión disruptiva.

**Neutro.** - Punto común de la estrella de un sistema polifásico, o punto de un sistema simétrico el cual está normalmente al potencial cero.

**Nivel de Aislamiento.** - Conjunto de valores de tensión que caracterizan el aislamiento de un material o equipo, relativos a su aptitud para soportar los esfuerzos dieléctricos sin deterioro, falla ni perforación.

**Pararrayos.** - Dispositivo de protección de equipos eléctricos frente a las sobretensiones de origen interno o externo. Limita la corriente de duración de cortocircuito en amplitud y duración, así como previene la operación de disyuntores o fusibles.

**Resistencia Electromecánica (de un aislador).** - Carga mecánica a la que el aislador deja de cumplir su cometido eléctrico o mecánico, cuando está sometido

simultáneamente a un esfuerzo mecánico y a una tensión eléctrica, bajo condiciones especificadas.

**Sobrecarga.** - Exceso de carga sobre el valor nominal de plena carga.

**Suministro.** - Abastecimiento de energía eléctrica dentro del régimen previsto en la Legislación Eléctrica vigente.

**Tensión de Distribución Secundaria.** - Es la tensión nominal a la que operan las redes de distribución secundaria.

**Tensión de Perforación (de un aislador).** - Valor eficaz de la tensión a la frecuencia de servicio que, bajo condiciones especificadas, produce una descarga disruptiva a través de cualquier parte del aislador.

**Tensión Máxima del Sistema.** - Es la tensión máxima eficaz que se presenta bajo condiciones de operación normal en cualquier instante y en cualquier punto del sistema.

No incluye tensiones transitorias, tales como aquellas debidas a maniobras en el sistema; ni variaciones temporales de tensión debidas a condiciones anormales del sistema, tales como aquellas debidas a condiciones de falla o por la desconexión súbita de grandes cargas. Es recomendable que la tensión máxima no supere el 110 % de la tensión nominal correspondiente.

**Tensión Máxima del Equipo ( $U_m$ ).** - Es la mayor tensión eficaz para la cual ha sido diseñado un equipo o elemento de una instalación respecto de su aislamiento. Esta tensión es el mayor valor de la tensión máxima del sistema para la cual el equipo puede ser usado.

**Tensión no Disruptiva a la Frecuencia de Servicio.** - Valor eficaz de la tensión a la frecuencia de servicio que, bajo condiciones especificadas, puede aplicarse al aislamiento sin producir en este descargas disruptivas o perforación.

**Tensión no Disruptiva al Impulso.** - Valor de cresta de la onda de impulso que, bajo condiciones especificadas, puede ser aplicada al aislamiento sin causar descargas disruptivas o perforación.

**Usuario.** - Persona natural o jurídica que ocupa un predio y está en posibilidad de hacer uso legal del suministro eléctrico correspondiente; es el responsable de cumplir con las obligaciones, técnicas y/o económicas que se derivan de la utilización de la electricidad.

## CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO

### 3.1. Tipo y diseño de investigación

El tipo de investigación es **aplicada** que según José Lozada<sup>25</sup> nos dice que: “La investigación aplicada busca la generación de conocimiento con aplicación directa a los problemas de la sociedad o el sector productivo.”

El diseño de investigación **es No experimental**: La **investigación no experimental**<sup>26</sup> es aquella en la que no se controlan ni manipulan las variables del estudio. Para desarrollar la investigación, los autores observan los fenómenos a estudiar en su ambiente natural, obteniendo los datos directamente para analizarlos posteriormente.

### 3.2. Población y muestra

La población está dada por los usuarios de los 24 caseríos: Anexo San Antonio de Armanayacu, San Juan de Armanayacu, Paraiso, San Lorenzo, Nueva Yurimaguas, Progreso, Nueva Arica, Balsapuerto, canoa Puerto, Nuevo Cachiyacu, Nuevo Junín, Nuevo barranquita, Nuevo Santa Cruz, Bellavista, San José, 2 de Mayo, Nueva esperanza, Santa Rita, San Fernando, Puerto Libre, Nueva Luz, San Lorenzo de cachiyacu, Puerto Libre, Nueva Luz, San Lorenzo de cachiyacu, Buenos Aires, chazuta.

Los cuales estan comprendidas entre santa lucia y la cuenca del Rio Cachiyacu en Balsapuerto, provincia de Alto Amazonas-Loreto”

---

<sup>25</sup> <http://www.uti.edu.ec/antiguo/documents/investigacion/volumen3/06Lozada-2014.pdf>

<sup>26</sup> <https://www.lifeder.com/investigacion-no-experimental/>

No se ha realizado técnica de muestreo porque la muestra es igual a la población

### **3.3. Hipótesis**

Si se elabora el estudio de replanteo de obra instalación de la interconexión eléctrica al SEIN de 24 comunidades comprendidas entre Santa Lucía y la cuenca del Río Cachiyacu en Balsapuerto, provincia de Alto Amazonas-Loreto” entonces se procederá a su ejecución y por lo tanto al suministro de energía eléctrica.

### 3.4. Operacionalización de las variables

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Indicadores
<b>Variable independiente</b>  Replanteo de obra	El replanteo del proyecto de obra consiste en la comprobación de la realidad geométrica de la misma y la disponibilidad de los terrenos precisos para su normal ejecución. El replanteo se producirá tras la aprobación del proyecto, y antes de la tramitación del expediente de contratación <sup>27</sup> .	Replanteo de subestaciones  Replanteo de las redes secundarias.  Replanteo de las líneas y redes primarias  Metrado y presupuesto	Calculo de la potencia del transformador (KVA)  Dimensionamiento de la red de distribución primaria.  Dimensionamiento de la red de distribución secundaria.  Determinar el presupuesto, mayores metrados, planos
<b>Variable dependiente</b>  Suministro de energía eléctrica	comprende el conjunto de medios y elementos útiles para, el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección <sup>28</sup> .	Determinar la potencia de las unidades de vivienda, la tensión de salida.	Tensión de suministro (V)  Máxima demanda (kW)

Fuente: Elaboración propia

<sup>27</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Contrato\\_de\\_obras](https://es.wikipedia.org/wiki/Contrato_de_obras)

<sup>28</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Red\\_de\\_distribuci%C3%B3n\\_de\\_energ%C3%ADa\\_el%C3%A9ctrica](https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica)

### **3.5. Técnicas de investigación**

Método deductivo.

**Las técnicas** principales empleadas son las siguientes:

#### **a) La Entrevista**

La entrevista en investigación cualitativa Para Denzin y Lincoln (2005, p. 643, tomado de Vargas, 2012) la entrevista es “una conversación, es el arte de realizar preguntas y escuchar respuestas”. Como técnica de recogida de datos, está fuertemente influenciada por las características personales del entrevistador

Lo utilizaremos para recopilar información del número del sistema de suministro de energía eléctrica actual, potencia del grupo electrógeno, numero de galones de combustible que se utiliza al día

#### **b) Observación**

Este tipo de técnica nos permitirá realizar una inspección visual de la situación actual en lo referente a la cantidad de agua para personas, ganado vacuno, aves de corral, etc. esta información es muy importante para realizar la propuesta de acuerdo al estudio realizado.

#### **c) Análisis de documentos**

Para desarrollar esta técnica buscaremos la información en libros actualizados con relación al tema de investigación, también analizar los diferentes trabajos realizados en revistas, manuales, fichas técnicas, publicaciones en distintas páginas confiables de internet.

### 3.6. Descripción de los instrumentos utilizados

Los instrumentos permitieron recoger y registrar los datos observables de la investigación son los siguientes.

Tabla N° 9: Técnicas e instrumentos utilizados

TÉCNICA	INSTRUMENTO
ENTREVISTA	La entrevista fue abierta
OBSERVACIÓN	Cuaderno de apuntes
ANÁLISIS DE DOCUMENTOS	Lista de chequeo

Fuente: elaboración propia del autor

### 3.7. Análisis Estadístico e interpretación de los datos

Luego de obtener los datos de la población como por ejemplo el número de viviendas, habitantes, características del terreno, se procedió a procesar los datos en tablas y gráficas de barras utilizando el MS Excel 2016.

Los métodos de análisis de datos serán, los cálculos eléctricos y selección de cables, accesorios y ferretería para el proyecto de electrificación. Donde se utilizará softwares especializados, y la comparación con las normas del CNE Y DGE. De esta manera tener resultados, exactos y confiables para el presente proyecto de tesis. Los softwares son:

MAPS SOURCE

DLTCAD – MT

REDCAD – RS-RP

Microsoft Excel 2016

AutoCAD 2015



## **CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN**

### **4.1. Propuesta de la investigación**

#### **4.1.1. Rede secundaria.**

La comprenderá el replanteo de Redes Secundarias y conexiones domiciliarias aéreas trifásicas 3Ø 380/230 V y monofásicas 1Ø 440-220 V y está conformado por la implementación de las siguientes instalaciones eléctricas:

##### **4.1.1.1. De Las Redes De Servicio Particular**

El replanteo comprenderá la ejecución de obras de redes secundarias para 24 localidades, con una población beneficiada de 6 695 habitantes, con 1 019 conexiones (917 conexiones domiciliarias y 102 cargas particulares).

##### **4.1.1.2. Del Alumbrado Público**

Las localidades que presentan configuración urbana definida, compuesta de plaza y calles, se propondrá carga de alumbrado público. Pero estarán restringidas a la plaza principal, calles importantes y en la ubicación de las subestaciones de distribución.

En otras localidades solo tendrán alumbrado público en la subestaciones de distribución, serán aquellas con grupos de viviendas que no presentan aún configuración urbana o son incipientes. Estas

viviendas están generalmente situadas a lo largo de carreteras, caminos de herradura o dentro de chacra de los propietarios.

Las lámparas de alumbrado que se propone instalar serán lámparas de vapor de sodio de 50 W.

#### **4.1.1.3. De las Conexiones Domiciliarias**

El replanteo comprende la ejecución el suministro de conexiones domiciliarias para 1019 lotes, estas serán aéreas, con conductor concéntrico de cobre electrolítico, con aislamiento a prueba de intemperie, para una tensión nominal de 600 V y sección de 2 x 4 mm<sup>2</sup>.

Y se considerara lo siguiente:

##### **Acometidas domiciliarias, configuración corta y larga en murete -**

Se está considerando la utilización de muretes para las acometidas domiciliarias largas y cortas solamente por la precariedad de las fachadas; viviendas cuya fachada sean Madera u otros.

##### **Acometidas domiciliarias, configuración corta y larga en fachada-**

En el caso que las viviendas sean de material noble y/o adobe la caja porta medidor y el tubo de acometida se empotrarán en la pared y serán cubiertos con mortero de cemento-arena o yeso dependiendo de la naturaleza de la pared de la vivienda.

Todos los lotes tendrán medidor de energía instalado en una caja porta medidor y material accesorio de conexión y soporte del cable de acometida.

## 4.1.2. Redes y líneas primarias

### 4.1.2.1. De Las Líneas Primarias

La línea primaria replanteada comprenderá extensiones desde la línea primaria trifásica existente en 33 kV y están compuestas por los siguientes tramos y características:

Tabla N° 10: Tramos de línea primaria<sup>29</sup>

ITEM	TRAMO DE LÍNEA PRIMARIA	Long. (km)
1	Línea Primaria en 33 kV, 3Ø de Santa Lucia – Balsapuerto 3x70 mm <sup>2</sup> AAAC. (En el Estudio para esta línea se había considerado Torrecillas de Celosía por el tema de traslado, hoy en día este tramo cuenta con una Trocha Carrozable y en esta etapa de Replanteo se está considerando Postes de CAC de 12 y 13m	42,06
2	Línea Primaria en 19 kV, 1Ø de Balsapuerto - Chazuta 1x35 mm <sup>2</sup> AAAC	19,38
3	Línea Primaria en 19 kV, 1Ø de Balsapuerto – Canoa Puerto 1x35 mm <sup>2</sup> AAAC	4,81
4	Línea Primaria en 19 kV, 1Ø de Puerto Libre 1x35 mm <sup>2</sup> AAAC	1,19
TOTAL(km)		67.44

Tensión nominal : 33 kV 3Ø  
Sistema : 33 kV 3Ø/19kV Monofásica MRT  
Conductor : tipo AAAC, desnudo 70 y 35mm<sup>2</sup>.  
Estructuras : Torrecillas de Celosía de 12 y 15 m.  
Postes de CAC de 12/200 12/300 y 13/400m.

### 4.1.2.2. De Las Redes Primarias

El proyecto considera la implementación de las Redes Primarias de 24 Localidades.

<sup>29</sup> Elaboración propia del autor

Las redes primarias de la obra tendrán las siguientes características:

Tensión nominal	:	33 kV 3Ø
Sistema	:	19kV Monofásica MRT
Conductor	:	tipo AAAC, desnudo 35mm <sup>2</sup> .
Estructuras	:	Postes de CAC SECCIONADO de 12 y 13m.

#### **4.1.2.3. De Las Subestaciones De Distribución**

Las subestaciones de distribución se considerarán monofásicas 19/0,46-0,23 kV y trifásicas 33/0,40-0,23 con transformadores de distribución 3Ø 75, 100 kVA y 1Ø 5, 10, 15 y 25 kVA de potencia, según la magnitud de las cargas eléctricas de cada localidad.

En el replanteo se tendrá en cuenta que la ubicación de la subestación de distribución cumpla con la distancia mínima de seguridad estipuladas por el Código Nacional de Suministro 2011.

## CAPITULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

### 5.1. Características del sistema

El sistema comprende el replanteo de Línea y Redes Primarias aéreas Trifásicas en 33 kV trifásicas y monofásicas en 19 kV sistema MRT (monofásico retorno total por tierra), con conductores desnudos de aleación de aluminio de 70 mm<sup>2</sup> y 35 mm<sup>2</sup>.

Para efectos del diseño eléctrico de líneas y redes primarias se ha considerado las siguientes características:

Tensión nominal del sistema	:	33 kV
Tensión máxima de servicio	:	36 kV
Frecuencia nominal	:	60 Hz
Factor de Potencia	:	0,90 (atraso)
Conexión del sistema	:	neutro aterrado en la S.E.
Potencia de cortocircuito mínima	:	200 MVA.
Nivel cerámico	:	30
Altitud	:	100 a 250 m.s.n.m.

Los cálculos eléctricos se han realizado con los valores que presentará el sistema en su etapa final, asegurándose así que la línea primaria cumplirá durante todo el período de estudio con los requerimientos técnicos establecidos por las normas vigentes.

## 5.2. Calculo de la máxima demanda

De los datos recopilados en el replanteo de ha elaborado la siguiente tabla N° 11 donde se calcula la máxima demanda por cada localidad

Tabla N° 11: Calculo De Máxima Demanda Por Cada Localidad<sup>30</sup>

N°	Localidad	Abonados		Lámparas	Demanda Max. - kW				
		SP	CE	50W	Calif. Elec. SD KW/Abon	SP	CE	AP	Total
1	SAN ANTONIO DE ARMANAYACU	33	5	11	0.4	6,6	3	0,66	10,26
2	SAN JUAN ARMANAYACU	36	5	11	0.4	7,2	3	0,66	10,86
3	PARAISO	17	3	5	0.4	3,4	1,8	0,3	5,5
4	SAN LORENZO	9	2	3	0.4	1,8	1,2	0,18	3,18
5	NUEVO YURIMAGUAS	21	3	6	0.4	4,2	1,8	0,36	6,36
6	PROGRESO	36	4	11	0.4	7,2	2,4	0,66	10,26
7	NUEVA ARICA	34	4	10	0.4	6,8	2,4	0,6	9,8
8	BALSAPUERTO	143	14	45	0.4	28,6	8,8	2,7	40,1
8	BALSAPUERTO	104	3	31	0.4	20,8	1,8	1,86	24,46
9	CANOA PUERTO	65	4	19	0.4	13	2,4	1,14	16,54
10	NUEVO CACHIYACU	21	5	7	0.4	4,2	3	0,42	7,62
11	NUEVO JUNIN	80	7	25	0.4	16	4,2	1,5	21,7
12	NUEVA BARRANQUITA	30	5	10	0.4	6	3	0,6	9,6
13	NUEVO SANTA CRUZ	18	6	7	0.4	3,6	4	0,42	8,02
14	BELLAVISTA	16	2	5	0.4	3,2	1,2	0,3	4,7
15	SAN JOSE	15	1	4	0.4	3	0,6	0,24	3,84
16	2 DE MAYO	20	3	6	0.4	4	1,8	0,36	6,16

<sup>30</sup> Elaboración propia del autor

N°	Localidad	Abonados		Lámparas	Demanda Max. - kW				
		SP	CE	50W	Calif. Elec. SD KW/Abon	SP	CE	AP	Total
17	NUEVA ESPERANZA	43	7	13	0.4	8,6	4,2	0,78	13,58
18	SANTA RITA	27	2	8	0.4	5,4	1,2	0,48	7,08
19	SAN FERNANDO	23	4	7	0.4	4,6	2,4	0,42	7,42
20	PUERTO LIBRE	23	3	7	0.4	4,6	1,8	0,42	6,82
21	NUEVA LUZ	33	3	10	0.4	6,6	1,8	0,6	9
22	SAN LORENZO DE CACHIYACU	17	4	4	0.4	3,4	2,4	0,24	6,04
23	BUENOS AIRES	28	1	8	0.4	5,6	0,6	0,48	6,68
24	CHAZUTA	25	2	7	0.4	5	1,2	0,42	6,62

### 5.3. Replanteo de las subestaciones

Con los datos de máxima demanda de la Tabla N° 11 seleccionamos la potencia de los transformadores para cada localidad tal como se muestra en la siguiente tabla N° 12

Tabla N° 12: Potencia de subestaciones para las 24 localidades<sup>31</sup>

ITEM	LOCALIDAD	Transformador 1Ø				Transformador 3Ø		Conductor (mm2)
		19 kV/0,46-0,23 kV				33 kV/0,40-0,23 kV		
		5kVA	10kVA	15kVA	25kVA	75kVA	100kVA	
1	SAN ANTONIO DE ARMANAYACU			1				35 AAAC
2	SAN JUAN		1					35 AAAC
3	PARAISO		1					35 AAAC
4	SAN LORENZO	1						35 AAAC
5	NUEVO YURIMAGUAS		1					35 AAAC
6	PROGRESO		1					35 AAAC
7	NUEVO ARICA		1					35 AAAC
8	BALSAPUERTO					1	1	35 AAAC
9	CANOA PUERTO				1			35 AAAC
10	NUEVO CACHIYACU		1					35 AAAC
11	NUEVO JUNIN				1			35 AAAC
12	NUEVO BARRANQUITA		1					35 AAAC
13	NUEVO SANTA CRUZ		1					35 AAAC
14	BELLAVISTA	1						35 AAAC
15	SAN JOSE	1						35 AAAC
16	2 DE MAYO		1					35 AAAC
17	NUEVA ESPERANZA			1				35 AAAC
18	SANTA RITA		1					35 AAAC
19	SAN FERNANDO		1					35 AAAC
20	PUEBLO LIBRE		1					35 AAAC
21	NUEVA LUZ		1					35 AAAC
22	SAN LORENZO DE CACHIYACU		1					35 AAAC
23	BUENOS AIRES		1					35 AAAC
24	CHAZUTA		1					35 AAAC
TOTAL		3	16	2	2	1	1	25

<sup>31</sup> Elaboración propia del autor



## **5.4. Replanteo de la red de distribución secundaria**

### **5.4.1. Cálculos eléctricos**

#### **Criterios considerados en los diseños de RS**

A continuación, se describen los criterios considerados para la optimización de los diseños de redes secundarias:

Se utilizará postes de concreto CAC 8/200.

Se deberá considerar un vano máximo de 40 m para vano flojo

Se deberá considerar la utilización de acometidas cortas de 15 m, largas de 25 m con muretes solamente por la precariedad de la fachada.

Las lámparas de AP deberán ser de 50 W

En la distribución de estructuras se tuvo en consideración el menor número de cortes de conductor, para así facilitar el montaje de los mismos.

#### **5.4.1.1. Cálculo del número lámparas para cada centro poblado**

Para el cálculo se ha seguido el procedimiento establecido por la norma ALUMBRADO DE VÍAS PÚBLICAS EN ÁREAS RURALES<sup>32</sup> y elaborando una hoja de cálculo en Excel tenemos los siguientes resultados:

---

<sup>32</sup> (DGE-rd017-EM, 2013)

Tabla N° 13: Determinación del número de lámparas<sup>33</sup>

**Determinación del Número de Unidades de Alumbrado Público Optimo**

Para la determinación del número de luminarias se tuvo en consideración Norma Técnica Vigente DGE RD 017-2003-EM "Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales".

Las zonas rurales están consideradas dentro del sector de distribución típico 5.

La cantidad de puntos de iluminación en una localidad se debe determinar con el procedimiento mostrado a continuación:

a) Se determina un consumo de energía mensual por alumbrado público de acuerdo a la fórmula:

$$CMAP = KALP \times NU$$

Donde :

CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en kWh

KALP : Factor de AP en kWh/usuario-mes

NU : Número de usuarios de la localidad

Sector Típico	Factor KALP
5	6,3

b) El número de puntos de iluminación se determina considerando una potencia promedio de lámpara de AP y el número de horas de servicio mensuales del alumbrado público (NHMAP).

Se aplica la siguiente formula:

$$PI = (CMAP \times 1000) / (NHMAP \times PPL)$$

Donde:

PI : Puntos de Iluminación

CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en kWh

NHMAP : Número de horas mensuales del servicio de alumbrado público (horas/mes)

PPL : Potencia nominal promedio de lámpara de AP en Watt.

La cantidad de puntos de iluminación (PI) en el caso de ser decimal se debe redondear al entero inferior.

c) El número de horas mensuales del servicio de alumbrado público (NHMAP) dependerá de su control de encendido y apagado:

Tipo de control	NHMAP (horas/mes)
Célula fotoeléctrica	360
Horario	N° de horas diarias programadas multiplicadas por 30

La potencia nominal promedio de la lámpara de AP comprende la potencia nominal de la lámpara más la potencia nominal de sus accesorios de encendido.

La distribución de los puntos de iluminación se realizará de acuerdo a las características de las zonas a iluminar según el siguiente orden de prioridad:

- I. Plazas principales o centro comunal de la localidad
- II. Vías públicas en el perímetro de las plazas principales
- III. Vías públicas importantes
- IV. Areas restantes de la localidad

Entonces se tiene por localidad del proyecto lo siguiente

<sup>33</sup> Consorcio Santa Lucia.

Tabla N° 14: Numero de Lámparas por cada centro poblado<sup>34</sup>

Numero de Luminarias por Localidad					
Item	Localidad	N° de Usuarios	KALP	CMAP (KWh)	Ptos. Ilumin.
1	SAN ANTONIO DE ARMANAYACU	38	6,3	239,4	11
2	SAN JUAN DE ARMANAYACU	41	6,3	258,3	11
3	PARAISO	20	6,3	126	5
4	SAN LORENZO	11	6,3	69,3	3
5	NUEVO YURIMAGUAS	24	6,3	151,2	7
6	PROGRESO	40	6,3	252	11
7	NUEVA ARICA	38	6,3	239,4	11
8	BALSAPUERTO	264	6,3	1663,2	77
9	CANOAPUERTO	69	6,3	434,7	20
10	NUEVO CACHIYACU	26	6,3	163,8	7
11	NUEVO JUNIN	87	6,3	548,1	25
12	NUEVA BARRANQUITA	35	6,3	220,5	10
13	NUEVO SANTA CRUZ	24	6,3	151,2	7
14	BELLAVISTA	18	6,3	113,4	5
15	SAN JOSE	16	6,3	100,8	4
16	2 DE MAYO	23	6,3	144,9	6
17	NUEVA ESPERANZA	50	6,3	315	14
18	SANTARITA	29	6,3	182,7	8
19	SAN FERNANDO	27	6,3	170,1	7
20	PUERTO LIBRE	26	6,3	163,8	7
21	NUEVALUZ	36	6,3	226,8	10
22	SAN LORENZO DE CACHIYACU	21	6,3	132,3	6
23	BUENOS AIRES	29	6,3	182,7	8
24	CHAZUTA	27	6,3	170,1	7
Total Luminarias					287

#### 5.4.1.2. Caída De Tensión

La caída de tensión se determina por medio de un programa computacional (RedesCAD) elaborado en lenguaje C++, el cual cuenta con una base de datos de conductores para los diferentes tipos de sistemas. En el ANEXO 01 se muestra los cálculos la caída de tensión de las redes de distribución secundaria, tanto para el servicio particular como para el alumbrado público por localidad. Donde se observa que la máxima caída de tensión no excede el 7 % según lo establecido por la norma DGE

<sup>34</sup> Elaboración del propio autor

para cada una de las 24 localidades: Anexo San Antonio de Armanayacu, San Juan de Armanayacu, Paraiso, San Lorenzo, Nueva Yurimaguas, Progreso, Nueva Arica, Balsapuerto, canoa Puerto, Nuevo Cachiyacu, Nuevo Junín, Nuevo barranquita, Nuevo Santa Cruz, Bellavista, San José, 2 de Mayo, Nueva esperanza, Santa Rita, San Fernando, Puerto Libre, Nueva Luz, San Lorenzo de cachiyacu, Puerto Libre, Nueva Luz, San Lorenzo de cachiyacu, Buenos Aires, chazuta.

## 5.4.2. Cálculos Mecánicos

### 5.4.2.1. Hipótesis de Estado

Las hipótesis de estado para los cálculos mecánicos del conductor se definen sobre la base de los factores meteorológicos.

Velocidad del Viento

Temperatura

Hielo

Tabla N° 15: Selección de las Características Meteorológicas según diferentes fuentes

Descripción	SENAMHI-INEI	Mapa Eólico	CNE	Seleccionado
Velocidad Máxima del Viento	50,4 km/h	60-65 km/h	80 km/h	75 km/h
Temperatura Mínima	6,7 °C	-	-	5°C
Temperatura Máxima	27,6°C	-	-	40°C

Fuente: elaboración propia del autor

Por lo tanto, las Hipótesis de Calculo mecánico del conductor se muestran a continuación:

Tabla N° 16: Hipótesis para el Cálculo Mecánico de Conductores Autoportantes

Hipótesis	I Templado	II Máximo Esfuerzo	III Máxima Temperatura	IV Mínima Temperatura
Temperatura (°C)	20	10	40	5
Velocidad de Viento (km/h)	0	75	0	0
Esfuerzo % del Tiro de Rotura	18%	50	50	50

Fuente: elaboración propia del autor

El tiro máximo admitido por el conductor portante en cualquier condición no deberá exceder el 50 % del tiro de rotura. Los resultados de los cálculos mecánicos de conductores se muestran en los anexos.

#### 5.4.2.2. Esfuerzos Mecánicos en el Conductor Portante

El esfuerzo del conductor portante de aleación de aluminio será en todos los casos, de 52,3N/mm<sup>2</sup>, aproximadamente 18% del esfuerzo de rotura del conductor.

Para cálculo del conductor en vano flojo se ha considerado el esfuerzo de 19,5 N/mm<sup>2</sup>, aproximadamente 7% del esfuerzo de rotura del conductor.

### 5.4.2.3. Selección de la Longitud del Poste

Para seleccionar la longitud del poste se considera la distancia mínima de seguridad del conductor al terreno (Tabla N° 232-1 CNE 2011), la longitud libre para la flecha máxima, la longitud empotrada del poste y los vanos básicos correspondientes.

Con estas consideraciones se tiene:

Tabla N° 17: Longitud de postes de C.A.C.

Casos	I	II
Vano básico (m)	50	80
Distancia mínima del conductor al terreno (m)	5,50	6,50
Longitud libre para flecha (m)	0,90	1,87
Distancia punta de poste a gancho soporte (m)	0,20	0,20
Longitud de empotramiento (m)	1,40	1,80
Longitud del poste (m)	8,00	10,37

Fuente: elaboración propia del autor

En consecuencia, se seleccionará la longitud normalizada los cuales son:

**Caso I:** Cuando los conductores de las RS están a lo largo de carreteras, avenidas, calles, caminos, vías peatonales y áreas no transitables por vehículo se utilizarán postes de **8 m**.

**Caso II:** Solo cuando conductores de las RS cruzan las carreteras y avenidas transitables por vehículos se utilizaran postes de **12 m**.

Entonces de las 24 localidades hay 08 localidades comprendidas en el replanteo que cuentan con accesibilidad vehicular, lo que facilitaría el transporte de los postes sin que sufran fisuras o daños imprevistos.

Por lo mencionado se concluye en seleccionar el uso de **poste de concreto armado de 8m/200daN**.

Se adjunta cuadro de

Tabla N° 18: Tipo de acceso para cada localidad

CODIG	LOCALIDAD	DISTRITO	TIPO DE ACCES
1	SAN ANTONIO DE ARMANAYACU	BALSAPUERTO	TERRESTRE
2	SAN JUAN DE ARMANAYACU	BALSAPUERTO	TERRESTRE
3	PARAISO	BALSAPUERTO	TERRESTRE
4	SAN LORENZO	BALSAPUERTO	TERRESTRE
5	NUEVO YURIMAGUAS	BALSAPUERTO	FLUVIAL
6	PROGRESO	BALSAPUERTO	TERRESTRE
7	NUEVA ARICA	BALSAPUERTO	TERRESTRE
8	BALSAPUERTO	BALSAPUERTO	TERRESTRE
9	CANOA PUERTO	BALSAPUERTO	FLUVIAL
10	NUEVO CACHIYACU	BALSAPUERTO	FLUVIAL
11	NUEVO JUNIN	BALSAPUERTO	FLUVIAL
12	NUEVA BARRANQUITA	BALSAPUERTO	FLUVIAL
13	NUEVO SANTA CRUZ	BALSAPUERTO	FLUVIAL
14	BELLAVISTA	BALSAPUERTO	FLUVIAL
15	SAN JOSE	BALSAPUERTO	FLUVIAL
16	2 DE MAYO	BALSAPUERTO	FLUVIAL
17	NUEVA ESPERANZA	BALSAPUERTO	FLUVIAL
18	SANTA RITA	BALSAPUERTO	FLUVIAL
19	SAN FERNANDO	BALSAPUERTO	FLUVIAL
20	PUERTO LIBRE	BALSAPUERTO	FLUVIAL
21	NUEVA LUZ	BALSAPUERTO	FLUVIAL
22	SAN LORENZO DE CACHIYACU	BALSAPUERTO	FLUVIAL
23	BUENOS AIRES	BALSAPUERTO	TERRESTRE
24	CHAZUTA	BALSAPUERTO	FLUVIAL

Fuente: Consorcio Santa Lucia.

Para el cálculo de retenidas se considerará cable de acero grado SIEMENS-MARTIN de 10 mm de diámetro. El ángulo de inclinación respecto del cable de retenida respecto al eje vertical será de 30°

Se realizan los cálculos para verificar que las estructuras utilizadas sean las adecuadas para soportar los conductores que transportan la energía eléctrica en baja tensión.

Para el cálculo de la deflexión se ha tomado en cuenta la Norma Técnica Peruana NTP 339.02 2002 de postes de concreto armado para líneas aéreas, donde se establece que la deformación permanente con carga de trabajo, no debe exceder el 6 % de la longitud útil del poste para un factor de seguridad igual a 2, y un 4 % en el caso que se considere un factor de seguridad igual a 3.

Se ha calculado la deflexión para el caso de postes que no llevan retenidas y se ha verificado que no supere el 4 % de la altura del poste.

#### **5.4.2.4. Cálculo De Cimentaciones De Postes De Concreto**

Para el desarrollo de las cimentaciones, preliminarmente se tendrá que hallar la capacidad portante con los parámetros obtenidos de las muestras ensayadas en el laboratorio.



Los factores de capacidad de carga serán hallados de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 19: Factores de capacidad de carga<sup>35</sup>

Ø (°)	Nc	Nq	Ny	Ø (°)	Nc	Nq	Ny
0	5,70	1,00	0,00	29	34,24	19,98	16,18
1	6,00	1,10	0,01	30	37,16	22,46	19,13
2	6,30	1,22	0,04	31	40,41	25,28	22,65
3	6,62	1,35	0,06	32	44,04	28,52	26,87
4	6,97	1,49	0,10	33	48,09	32,23	31,94
5	7,34	1,64	0,14	34	52,64	36,50	38,04
6	7,73	1,81	0,20	35	57,75	41,44	45,41
7	8,15	2,00	0,27	36	63,53	47,16	54,36
14	12,11	4,02	1,26	37	70,01	53,8	65,27
15	12,86	4,45	1,52	38	77,50	61,55	78,61
16	13,68	4,92	1,82	39	85,97	70,61	95,03
17	14,60	5,45	2,18	40	95,66	81,27	115,31
18	15,12	6,04	2,59	41	106,81	93,85	140,51
19	16,56	6,70	3,07	42	119,67	108,75	171,99
20	17,69	7,44	3,64	43	134,58	126,50	211,56
21	18,92	8,26	4,31	44	151,95	147,74	261,60
22	20,27	9,19	5,09	45	172,28	173,28	325,34
23	21,75	10,23	6,00	46	196,22	204,19	407,11
24	23,36	11,40	7,08	47	224,55	241,80	512,84
25	25,13	12,72	8,34	48	258,28	287,85	650,67
26	27,09	14,21	9,84	49	298,71	344,63	831,99
27	29,24	15,9	11,60	50	347,5	415,14	1072,8
28	31,61	17,81	13,70				

A continuación, se tiene el cuadro resumen de resultados obtenidos para cada calicata:

<sup>35</sup> Consorcio Santa Lucia

Tabla N° 20: Resultados de Laboratorio y Cálculo de la Capacidad Admisible<sup>36</sup>

**Suelo Tipo I**

Angulo de fricción	(Df = 1.4 m)	$\phi = 11.6^\circ$
Densidad del suelo	(Df = 1.4 m)	$\gamma = 1.52 \text{ gr/cm}^3$
Coefficiente de poisson	(Df = 1.4 m)	$\mu = 0.30$
Módulo de Elasticidad	(Df = 1.4 m)	$E_s = 150 \text{ Kg/cm}^2$

**Suelo Tipo II**

Angulo de fricción	(Df = 1.4 m)	$\phi = 27.00^\circ$
Densidad del suelo	(Df = 1.4 m)	$\gamma = 1.72 \text{ gr/cm}^3$
Coefficiente de poisson	(Df = 1.4 m)	$\mu = 0.30$
Módulo de Elasticidad	(Df = 1.4 m)	$E_s = 250 \text{ Kg/cm}^2$

Tabla N° 21: Profundidad mínima de cimentación<sup>37</sup>

Estructura	Características del suelo de cimentación	Profundidad mínima de cimentación $D_f$
Suelo Tipo I	Arcillas de baja y alta plasticidad.	1.40 m
Suelo Tipo II	Arenas limosas, mal graduadas.	1.40 m

Tabla N° 22: Capacidad admisible de suelos<sup>38</sup>

Estructura	Suelo de fundación	$D_f$ (m)	$\gamma$ (g/cm <sup>3</sup> )	C (kg/cm <sup>2</sup> )	$\phi$ (°)	$q_u$ kg/cm <sup>2</sup>	$q_{ad}$ kg/cm <sup>2</sup>
Suelo Tipo I	Arcillas de baja y alta plasticidad.	1.4	1.52	0.27	11.60	1.92	0.64
Suelo Tipo II	Arenas limosas, mal graduadas.	1.4	1.72	0.00	25.00	3.48	1.16

En la figura N° 16 se muestran los cálculos se verifican las profundidades de empotramiento quedando tal como se muestra en la Tabla N° 23

<sup>36</sup> Consorcio Santa Lucia

<sup>37</sup> Consorcio Santa Lucia

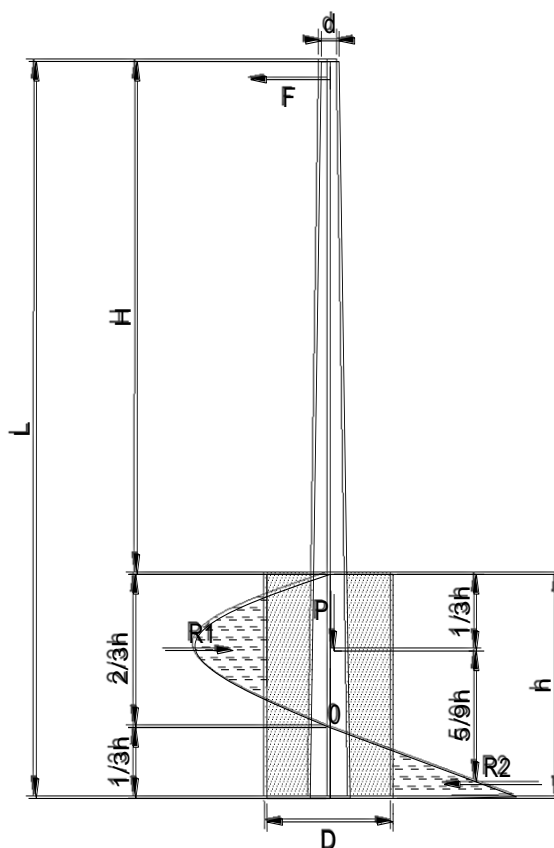
<sup>38</sup> Consorcio Santa Lucia

# INSTALACION DE LA INTERCONEXION AL SEIN DE 24 COMUNIDADES ENTRE SANTA LUCIA Y LA CUENCA DEL RIO CACHIYACU EN BALSAPUERTO, PROVINCIA DE ALTO AMAZONAS - LORETO

## METODOS DE SULZBERGER PARA EL CALCULO DE CIMENTACION DE POSTES

Poste de concreto 8/200

Datos	
Tipo=	CIM3
H(Solado) 0,1	m
Dsolado 0,7	m
D(P base) = 24	cm
d (P cabeza) = 12	cm
L= 8	m
Cr= 4000	N
Wp= 4415	N
Pc= 51	N
Pe= 980	N
F <sub>c</sub> = 82,3	N/m <sup>3</sup>
D (Exv.) = 70	cm
Cw= 200	
Cp= 3,927	N/cm <sup>2</sup>
Resultados	
h= 1,20	m
H= 6,8	m
F= 2000,0	N
Wt= 5483	N
R <sub>1</sub> = 23600	N
R <sub>2</sub> = 21600,0	N



Tipo (1 madera),(2 concreto)  
 Diámetro de la base del poste (D)  
 Diámetro de la cabeza del poste (d)  
 Longitud del poste (L)  
 Fuerza horizontal aplicada a 61 cm debajo de la punta (F)  
 Carga de rotura (Cr)  
 Peso del poste (Wp)  
 Peso total de conductores (Pc)  
 Peso extra (Pe)  
 Densidad de masa del concreto (F.C)  
 Diámetro de empotramiento (De)  
 Grupo y Clase(1) o Carga de trabajo(2) de poste (G'C ó Cw)  
 Longitud de empotramiento (h)  
 Altura útil del poste (H)  
 Peso vertical total (Wt)  
 Fuerzas de resistencia a la inclinacion (R1,R2)  
 Capacidad portante del terreno (Cp)

### Metodología

Como el sistema se encuentra en equilibrio se debe cumplir que:

$$\sum F_{ix} = 0 \quad \sum M_o = 0$$

$$F - R_1 + R_2 = 0; R_2 = R_1 - F \quad \dots(1)$$

$$F * (H + 2 * h / 3) - R_1 * (h / 3) - R_2 * (2 * h / 9) = 0 \quad \dots(2)$$

$$\text{De (1): } R_1 = F / (5h) * (9H + 8h) \quad \dots(3)$$

$$\text{De (2): } R_2 = F / (5H) * (9H + 3h) \quad \dots(4)$$

$$R_1 = 23600 \quad N \quad R_2 = 21600 \quad N$$

$$A_2 = D * h / 3 \quad \sigma_2 = R_2 // A_2 \quad 0,77 \text{ dN/cm}^2$$

$$A_1 = D * h * 2 / 3 \quad \sigma_1 = R_1 // A_1 \quad 0,42 \text{ dN/cm}^2$$

Para terrenos bien apisonados se tiene: (9,807 dN/cm<sup>2</sup>)

Finalmente:

$$\sigma_1 = 0,42 \text{ dN/cm}^2 \leq 3,927 \text{ dN/cm}^2 \quad \text{OK}$$

$$\sigma_2 = 0,77 \text{ dN/cm}^2 \leq 3,927 \text{ dN/cm}^2 \quad \text{OK}$$

Figura N° 16: Calculo de cimentaciones de postes<sup>39</sup>

<sup>39</sup> Consorcio Santa Lucia-Expediente técnico.

Tabla N° 23: profundidad de empotramiento<sup>40</sup> para postes de C.A.C. de 8 m

Tipo de Terreno	Altura Poste (m)	Profundidad Excavacion (m)	Diametros del poste		Excavacion		Empotrado		Poste Enterrado (m3)	Volumen de Solado (m3)	Volumen de Relleno (m3)
			Cabeza (m)	Base (m)	Diametro (m)	Volumen (m3)	Profundidad (m)	Diametro (m)			
I, II Y III	8	1,2	0,12	0,24	0,70	0,46	1,10	0,22	0,05	0,04	0,45

#### 5.4.2.5. Cálculo del bloque de retenida

Apoyándonos de una hoja de cálculo en Excel obtenemos los resultados que se muestran en la figura N° 17 y Tabla N° 27

En las cuales se muestran que la bloqueta de dimensiones 0,40x0,40x0,15 son suficientes tanto para retenida inclinada como vertical.

<sup>40</sup> Elaboración propia del autor

# INSTALACION DE LA INTERCONEXION AL SEIN DE 24 COMUNIDADES ENTRE SANTA LUCIA Y LA CUENCA DEL RIO CACHIYACU EN BALSAPUERTO - PROVINCIA DE ALTO AMAZONAS - LORETO

## CALCULO DEL BLOQUE DE LA RETENIDA INCLINADA PARA POSTES EN REDES SECUNDARIAS PARA LA CARGA MÁXIMA APLICADA

### Datos

Según el cálculo mecánico de estructuras, para un vano de 280m se tiene:

Fuerza Equivalente en la Punta: 3223 N

Angulo de la Retenida ( $\alpha$ ): 30°

Densidad del Suelo: 1750 kg/m<sup>3</sup>

(17,2 kN/m<sup>3</sup>)

Coefficiente de Fricción ( $\mu$ ): 0,3

Tomamos un predimensionamiento del dado de anclaje,

Largo = 0,40 m

Ancho = 0,40 m

Alto = 0,15 m

y una altura  $h_b$  de profundidad del macizo:

$h_b$  = 2,00 m

### Resultados

Así, de acuerdo al gráfico tenemos:

$$F_{ret} = F / \sin \alpha \quad F_{ret} = 6445 \text{ N}$$

Para calcular el área achurada del bloque de retenida:

Longitud bc = 0,35 m

Longitud ac = 0,20 m

Área del  $\triangle abc$  = 0,035 m<sup>2</sup>

Longitud bf = 1,15 m



entonces, el área  $\triangle bef$  = 1,155 m<sup>2</sup>

Longitud cf = 1,50 m

Área lateral bloque de retenida =  $\square efcd$  -  $\triangle efb$  -  $\triangle abc$  - Área dado anclaje = 1,75 m<sup>2</sup>

Peso de macizo de tierra = Densidad suelo x Área lateral x ancho = 12,04 kN  $\Rightarrow$  Peso Total = 12,68 kN

Peso del dado de concreto = 0,64 kN

Del gráfico se tiene que  $W_t$  se divide en la fuerza A, paralela al plano de apoyo del macizo de relleno y B, perpendicular al mismo.

A = 10,98 kN

B = 6,34 kN

Tenemos además, como fuerza estabilizadora, la fuerza de fricción de las paredes del entorno del relleno,

con el suelo existente  $\Rightarrow$  La fricción lateral es,  $\gamma \times H_b = 34,34 \text{ kN/m}^2$

Fuerza lateral =  $\gamma \times H \times \text{Área Lateral}$

Fuerza lateral = 60,19 kN

Fuerza de Fricción Estabilizadora Lateral = 2 x Fuerza lateral x Coef. Fricción =

$$2 \times F_l \times \mu = 36,11 \text{ kN}$$

La fuerza resistente total que equilibrará la tensión en el cable de la retenida será:

$$F_r = A + (\mu \times B) + 2 \times \mu \times F_l = 99 \text{ kN}$$

Donde A es la componente del peso del macizo en el plano de apoyo del mismo, u x B es la fuerza de fricción en dicho plano y el último término, la fuerza de fricción de las paredes laterales.

Tomamos un factor de seguridad  $F_r / F_{ret} \geq 2$

$F_r / F_{ret} = 7,60$  **Conforme con el factor de seguridad.**

Las dimensiones del bloque de concreto y retenida son suficientes y están de acuerdo a las normas DEP/MEM

### Acero de Refuerzo

Para el bloque de concreto utilizaremos acero mínimo según se especifica en el Reglamento Nacional de Construcciones, y que debe ser:

$A_s = 0,0018 \times b \times c = 1,08 \text{ cm}^2$  es el área de requerimiento del acero.

Consideramos: 4 varillas de diámetro 3/8" tendremos: 2,9 cm<sup>2</sup> **lo cual es conforme.**

Estas varillas se colocarán en la zona donde el dado trabaja en tracción y a cada 10 cm, y tendrán 5 cm de recubrimiento desde la cara superior del dado.

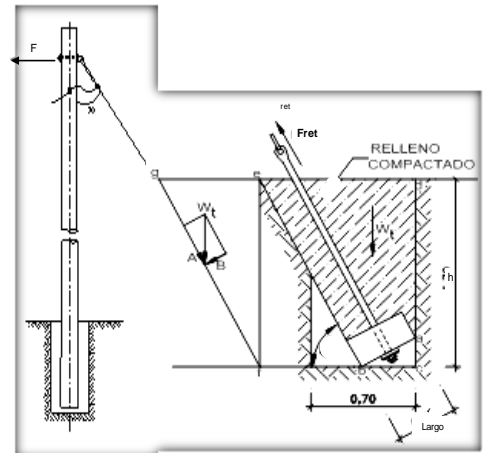


Figura N° 17: Calculo de bloque para retenida inclinada<sup>41</sup>

<sup>41</sup> Consorcio Santa Lucia-Exp.

### CALCULO DEL BLOQUE DE LA RETENIDA VERTICAL PARA POSTES EN REDES SECUNDARIAS PARA LA CARGA MÁXIMA APLICADA

#### Datos

Según el cálculo mecánico de estructuras, para un vano de 280m se tiene:

**Fuerza Equivalente en la Punta:** 3223 N  
**Angulo de la Retenida:** 30°  
**Densidad del Suelo:** 1750 kg/m<sup>3</sup> (17,2 kN/m<sup>3</sup>) ← F

Tomamos un predimensionamiento del dado de anclaje,

**Largo = 0,40 m**

**Ancho = 0,40 m**

**Alto = 0,15 m**

y una altura  $h_b$  de profundidad del macizo:

**$h_b = 2,20$  m**

#### Resultados

Así, de acuerdo al gráfico tenemos:

$$F_{ret} = F / \tan \alpha \quad F_{ret} = 5582 \text{ N}$$

Debido a la fricción interna y a la compactación del macizo de tierra, su peso será la mayor fuerza estabilizadora

$$\text{Peso de macizo de tierra} = \text{Densidad suelo} \times \text{Volumen del Macizo Compactado} = 17,24 \text{ kN}$$

$$\text{Peso del dado de concreto} = 0,64 \text{ kN} \Rightarrow \text{Peso Total} = 17,88 \text{ kN}$$

$$\text{Fuerza resistente} = Fr = \text{Peso Total}$$

Tomamos un factor de seguridad  $Fr / F_{ret} \geq 2$

$$Fr / F_{ret} = 3,20 \quad \text{Conforme con el factor de seguridad.}$$

Las dimensiones del bloque de concreto y retenida son suficientes y están de acuerdo a las normas DEP/MEM

#### Acero de Refuerzo

Para el bloque de concreto utilizaremos acero mínimo según se especifica en el Reglamento Nacional de Construcciones, y que debe ser:

$$A_s = 0,0018 \times b \times c = 1,08 \text{ cm}^2 \text{ es el área de requerimiento del acero.}$$

Consideramos: 4 varillas de diámetro 3/8" tendremos: 2,9 cm<sup>2</sup> lo cual es conforme.

Estas varillas se colocarán en la zona donde el dado trabaja en tracción y a cada 10 cm, y tendrán 5 cm de recubrimiento desde la cara superior del dado.

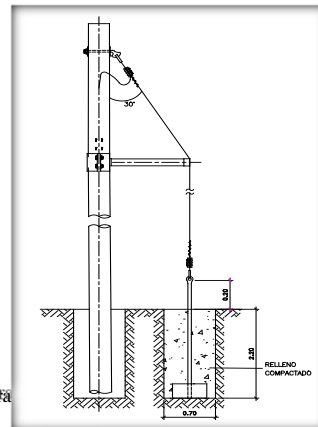


Figura N° 18: Calculo de bloqueta para retenida vertical<sup>42</sup>

#### Acero de refuerzo

Para el bloque de concreto utilizaremos acero mínimo según se especifica en el Reglamento Nacional de Construcciones y que debe ser:

$$A_s = 0,0018 \times b \times c = 0,0018 \times 40 \times 15 = 1,08 \text{ cm}^2 \text{ que es el área del requerimiento del acero.}$$

<sup>42</sup> Consorcio Santa Lucía-Exp.

Si consideramos cuatro fierros de  $\frac{1}{2}$ "  $\phi$ , el área es de  $(4 \cdot \pi \cdot 12)/4 = 3,14 \text{ cm}^2 > 1,08 \text{ cm}^2$  (malla de fierro de  $\frac{1}{2}$ "  $\phi$ ). Estos fierros se colocarán en la zona donde el dado trabaja en tracción y a cada 10 cm y tendrán 5 cm de recubrimiento (arriba), en los costados y en la parte inferior estos quedarán a 20-5=15 cm.

## 5.5. Replanteo de la red primaria

### 5.5.1. Caculos eléctricos

Los parámetros eléctricos de secuencia positiva negativa y cero, los resultados se muestran en la tabla N° 24

Tabla N° 24: Parámetros eléctricos de la red de distribución primaria

PARAMETROS ELECTRICOS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO

Sección (mm <sup>2</sup> )	N° de Hilos	Resistencia a 20°C (Ohm/km)	Resistencia a 45°C		Reactancia Inductiva	
			R <sub>1</sub> , R <sub>2</sub> (Ohm/km)	R <sub>0</sub> (Ohm/km)	X <sub>1</sub> , X <sub>2</sub> (Ohm/km)	X <sub>0</sub> (Ohm/km)
25	7	1,370	1,493	1,671	0,492	1,238
35	7	0,966	1,053	1,231	0,479	1,225
50	7	0,671	0,719	0,779	0,470	1,211
70	19	0,507	0,544	0,604	0,458	1,238
95	19	0,358	0,384	0,444	0,445	1,225

**R<sub>1</sub>** : Resistencia Unitaria de Secuencia Positiva

**R<sub>2</sub>** : Resistencia Unitaria de Secuencia Negativa

**R<sub>0</sub>** : Resistencia Unitaria de Secuencia Cero

**X<sub>1</sub>** : Reactancia Inductiva Unitaria de Secuencia Positiva para el Sistema Trifásico.

**X<sub>2</sub>** : Reactancia Inductiva Unitaria de Secuencia Negativa para el Sistema Trifásico.

**X<sub>0</sub>** : Reactancia Inductiva Unitaria de Secuencia Cero, para una resistividad media de 250 Ohm-m.

Fuente: Elaboración propia del autor

### 5.5.1.1. Configuración de las líneas proyectadas

Tabla N° 25: Conductores eléctricos a utilizar<sup>43</sup>

RESUMEN LÍNEA PRIMARIA	
TRAMO	km
LÍNEA PRIMARIA SANTA LUCIA - BALSAPUERTO - 3Φ - 33 kV - 3x70 mm <sup>2</sup> AAAC	42,06
LÍNEA PRIMARIA BALSAPUERTO - CHAZUTA - 1Φ - 19 kV - 1x35 mm <sup>2</sup> AAAC	19,38
LÍNEA PRIMARIA CANOA PUERTO - 1Φ - 19 kV - 1x35 mm <sup>2</sup> AAAC	4,81
LÍNEA PRIMARIA PUERTO LIBRE - 1Φ - 19 kV - 1x35 mm <sup>2</sup> AAAC	1,19
	67.44

### 5.5.1.2. Cálculo De Cortocircuito

El cálculo de cortocircuito se realiza para el sistema Interconectado desde el alimentador de la Subestación Yurimaguas 60/33/10 kV, 15-20/10-13/10-13 MVA, y las localidades beneficiadas.

Para el cálculo de cortocircuito (Tabla N° 26) se ha utilizado el software DigSilent, este software está diseñado para realizar análisis de sistemas de potencia mediante el flujo de carga y análisis de cortocircuito. En este reporte se presentan los valores de la potencia y corriente de cortocircuito ante fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas a tierra, por lo que los valores de la corriente de cortocircuito mostrados cubrirán con amplitud todas las contingencias de falla que pueda ocurrir en la línea.

---

<sup>43</sup> Elaboración propia del autor



Tabla N° 26: Estudio de cortocircuito con el Software digsilent<sup>44</sup>

Corto Circuito												
“INSTALACION DE INTERCONEXION ELECTRICA AL SEIN DE 24 COMUNIDADES ENTRE SANTA LUCIA Y LA CUENCA DEL RIO CACHYACU EN BALSAPUERTO – PROVINCIA DE ALTO AMAZONAS - LORETO”												
Nombre de Localidad_Numero de S.E.	Proyecto / Con Servicio Eléct.	Tipo	Voltag e Base- kV	Corto Circuito Trifásico			Corto Circuito Bifásico			Corto Circuito Monofásico		
				Corriente I. de C.C. (Ik")- kA	Potencia I. de C.C. (Sk")- MVA	Corriente Pico de C.C. (ip)- kA	Corriente I. de C.C. (Ik")- kA	Potencia I. de C.C. (Sk")- MVA	Corriente Pico de C.C. (ip)- kA	Corriente I. de C.C. (Ik")- kA	Potencia I. de C.C. (Sk")- MVA	Corriente Pico de C.C. (ip)- kA
.01.SAN ANTONIO	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,545	10,383	0,944
.02.SAN JUAN	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,481	9,155	0,828
.03.PARAISO	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,465	8,852	0,797
.04.SAN LORENZO	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,443	8,449	0,762
.05.NVA. YURIMAGUAS	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,426	8,123	0,731
.06.PROGRESO	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,422	8,033	0,721
.07.NVA. ARICA	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,385	7,338	0,659
.08.BALSAPUERTO	Balsapuerto	trifásico	33	0,407	23,250	0,618	0,326	6,202	0,495	0,245	4,675	0,373
.09.CANOA PUERTO	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,227	4,325	0,378
.10.NVO. CACHYACU	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,235	4,485	0,395
.11.NVO. JUNIN	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,229	4,362	0,383
.12.NVO. BARRANQUITA	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,228	4,348	0,381
.13.NVO. STA. CRUZ	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,226	4,300	0,376
.14.BELLAVISTA	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,216	4,115	0,358
.15.SAN JOSE	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,203	3,871	0,333
.16.2 DE MAYO	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,199	3,799	0,326
.17.NVA. ESPERANZA	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,195	3,707	0,318
.18.STA. RITA	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,192	3,653	0,312
.19.SAN FERNANDO	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,184	3,509	0,299
.20.PUERTO LIBRE	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,223	4,241	0,369
.21.NVA. LUZ	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,247	4,697	0,416
.22.SAN LORENZO DE C.	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,247	4,714	0,418
.23.BUENOS AIRES	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,249	4,735	0,421
.24.CHAZUTA	Balsapuerto	monofásico	19	.....	.....	.....	.....	.....	.....	0,180	3,436	0,292

<sup>44</sup> Software digsilent

### 5.5.1.3. Estudio de resistividad y cálculo de puesta a tierra

Tabla N° 27: Resultados de la medición de resistividad para cada localidad a diferentes longitudes<sup>45</sup>

INSTALACION DE LA INTERCONEXION AL SEIN DE 24 COMPRENDIDAS ENTRE SANTA LUCIA Y LA CUENCA DEL RIO CACHIYACU EN BALSAPUERTO – PROVINCIA DE ALTO AMAZONAS -				
MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD ELÉCTRICA DEL TERRENO				
	Ubicacion	Longitud L (m)	Lectura (R)	$r = 2(\pi)RL$
1	San Antonio de Armas	2	4,23	53,16
		4	3,15	79,17
		6	2,45	92,36
		8	2,10	105,56
2	San Juan de Armas	2	6,87	86,331
		4	3,26	81,933
		6	2,08	78,414
		8	1,49	74,896
3	Paraiso	2	4,35	54,664
		4	1,24	31,165
		6	0,50	18,850
		8	0,13	6,535
4	San Lorenzo	2	4,30	54,035
		4	3,20	80,425
		6	2,50	94,248
		8	2,15	108,071
5	Nueva Yurimaguas	2	3,11	39,081
		4	2,42	60,821
		6	1,70	64,088
		8	1,34	67,356
6	Progreso	2	6,87	86,331
		4	3,26	81,933
		6	2,08	78,414
		8	1,49	74,896
7	Nueva Arica	2	4,30	54,035
		4	3,20	80,425
		6	2,50	94,248
		8	2,15	108,071
8	Balsapuerto	2	6,92	86,959
		4	3,20	80,425
		6	1,95	73,513
		8	1,33	66,853
9	Canoa Puerto	2	0,92	11,561
		4	0,43	10,807
		6	0,18	6,786
		8	0,06	3,016
10	Nuevo Cacchiyacu	2	11,50	144,513
		4	6,60	165,876
		6	4,15	156,451
		8	2,93	147,278
11	Nuevo Junin	2	6,56	82,435
		4	4,80	120,637
		6	2,80	105,558
		8	1,80	90,478
12	Nuevo Barranquita	2	5,56	69,869
		4	3,80	95,504
		6	2,20	82,938
		8	1,40	70,372
13	Nuevo Santa Cruz	2	8,20	103,044
		4	3,59	90,227
		6	1,45	54,664
		8	0,38	19,101
14	Bellavista	2	2,32	29,154
		4	1,29	32,421
		6	0,87	32,798
		8	0,66	33,175
15	San Jose	2	11,60	145,770
		4	6,50	163,363
		6	4,10	154,566
		8	2,90	145,770
16	2 de Mayo	2	11,92	149,791
		4	6,99	175,678
		6	4,11	154,943
		8	2,67	134,209
17	Nueva Esperanza	2	12,00	150,796
		4	6,60	165,876
		6	4,10	154,566
		8	2,85	143,257
18	Santa Rita	2	10,83	136,094
		4	5,80	145,770
		6	3,20	120,637
		8	1,90	95,504
19	San Fernando	2	10,80	135,717
		4	5,90	148,283
		6	3,30	124,407
		8	2,00	100,531
20	Puerto Libre	2	10,10	126,920
		4	5,50	138,230
		6	3,00	113,097
		8	1,75	87,965
21	Nueva Luz	2	10,20	128,177
		4	5,80	145,770
		6	3,15	118,752
		8	1,83	91,986
22	Lorenzo de Cachi	2	3,42	42,977
		4	1,90	47,752
		6	1,00	37,699
		8	0,55	27,646
23	Buenos Aires	2	3,45	43,354
		4	2,92	73,388
		6	2,29	86,331
		8	1,98	99,526
24	Chazuta	2	3,47	43,605
		4	2,87	72,131
		6	2,35	88,593
		8	2,09	105,055

<sup>45</sup> Elaboración propia del autor

Del anexo N°2, elaboramos el resumen de las resistividades para cada localidad tal como se muestra en la tabla N° 28

Tabla N° 28: Estratificación del suelo por cada localidad<sup>46</sup>

<b>RESUMEN DE LA ESTRATIFICACION</b>					
<b>POR TIPO DE TERRENO PARA CADA LOCALIDAD</b>					
<b>N°</b>	<b>Localidad</b>	<b>h1 (m)</b>	<b><math>\rho_1</math> (ohm-m)</b>	<b><math>\rho_2</math> (ohm-m)</b>	<b><math>\rho_a</math>(ohm-m)</b>
1	San Antonio de Armayacu	2,8	9,5	24	9,3
2	San Juan de Armanacu	1,8	70	23	42,0
3	Paraiso	1,9	42	23	33,8
4	San Lorenzo	1,0	90	270	155,1
5	Nueva Yurimaguas	2,5	48	16	41,8
6	Progreso	1,0	60	240	113,7
7	Nueva Arica	3,5	155	45	155,0
8	Balsapuerto	1,9	28	64	33,6
9	Canoa Puerto	2,0	40	14	27,1
10	Nuevo Cacchiyacu	1,8	40	23	31,7
11	Nuevo Junin	2,8	65	3	97,5
12	Nuevo Barranquita	1,8	42	24	33,4
13	Nuevo Santa Cruz	1,7	40	13	<b>23,0</b>
14	Bellavista	1,1	25	142	48,8
15	San Jose	2,5	48	16	41,8
16	2 de Mayo	2,1	43	23	36,1
17	Nueva Esperanza	1,8	150	350	185,3
18	Santa rita	1,7	22	104	31,1
19	San Fernando	2,2	23,8	13	20,8
20	Puerto Libre	2,1	15	152	18,8
21	Nueva Luz	1,7	2,5	4	3,0
22	San Lorenzo de Cachiyacu	2,3	18	4	11,8
23	Buenos Aires	3,0	34	20	<b>36,9</b>
24	Chazuta	2,4	20	7	16,7

Con los resultados de la tabla N° 28 elaboramos la tabla N° 29 donde se obtiene la resistencia de puesta a tierra

<sup>46</sup> Elaboración propia del autor

Tabla N° 29: Calculo de la resistencia de puesta a tierra<sup>47</sup>

CALCULO DE PUESTA A TIERRA							
N°	Localidad	Resistividad (ohm-m)	PAT-1 (ohm)	PAT-2 (ohm)	PAT-3 (ohm)	SS. DD	Tipo de puesta a Tierra Seleccionada
1	San Antonio de Armayacu	9	3,87	1,61	1,36	1x10	1xPAT-1
2	San Juan de Armanacu	42	17,47	9,83	6,15	1x10	1xPAT-1
3	Paraiso	34	14,06	7,91	4,95	1x10	1xPAT-1
4	San Lorenzo	155	64,51	36,29	22,71	1x5	1xPAT-3
5	Nueva Yurimaguas	42	17,39	9,78	6,12	1x10	1xPAT-1
6	Progreso	114	47,28	26,60	16,64	1x10	1xPAT-3
7	Nueva Arica	155	64,47	36,26	22,69	1x10	1xPAT-3
8	Balsapuerto	34	13,97	7,86	4,92	1x75+1x100	1xPAT-2+1xPAT-3
9	Canoa Puerto	27	11,25	6,33	3,96	1x25	1xPAT-1
10	Nuevo Cacchiyacu	32	13,20	7,43	4,65	1x10	1xPAT-1
11	Nuevo Junin	97	40,55	22,81	14,27	1x15	1xPAT-3
12	Nuevo Barranquita	33	13,87	7,80	4,88	1x10	1xPAT-2
13	Nuevo Santa Cruz	23	9,56	5,38	3,36	1x10	1xPAT-1
14	Bellavista	49	20,31	11,42	7,15	1x10	1xPAT-1
15	San Jose	42	17,39	9,78	6,12	1x5	1xPAT-2
16	2 de Mayo	36	15,02	8,45	5,29	1x5	1xPAT-1
17	Nueva Esperanza	185	77,07	43,35	27,13	1x10	1xPAT-3
18	Santa rita	31	12,92	7,27	4,55	1x5	1xPAT-1
19	San Fernando	21	8,65	4,87	3,05	1x10	1xPAT-1
20	Puerto Libre	19	7,80	4,39	2,75	1x10	1xPAT-1
21	Nueva Luz	3	1,24	0,70	0,44	1x10	1xPAT-1
22	San Lorenzo de Cachiyacu	12	4,90	2,76	1,73	1x10	1xPAT-1
23	Buenos Aires	37	15,34	8,63	5,40	1x10	1xPAT-1
24	Chazuta	17	6,95	3,91	2,45	1x5	1xPAT-1

<sup>47</sup> Elaboración propia del autor

#### 5.5.1.4. Estudio De Coordinación De Aislamiento

Los márgenes mínimos de seguridad recomendado por ANSI, según guía de aplicación C62.2-1981 es:

MP1 : Margen del nivel de onda cortada = 120 %

MP2 : Margen del nivel básico de aislamiento (BIL) = 120 %

MP3 : Margen por maniobra = 115 %

Datos para los cálculos:

Tensión Nominal sistema 33 kV

Tensión máxima del sistema 36 kV

Tensión residual para impulso de onda cortada – 10 kA : 109 kV

Tensión residual para impulso atmosférico – 10 kA: 102 kV

Tensión residual para impulso de maniobra – 0,5 kA: 76,8 kV

TSNIA: Tensión soportable nominal de impulso atmosférico del equipo

NPFA : Nivel de protección del pararrayos para impulso atmosférico

Determinación de los márgenes de protección – Impulso de Onda Cortada: MP1

$TSIACF = 1,15 \times TSNIA = 195,5 \text{ kV}$

$NPFO = 109$

$$MP1 = \frac{TSIACF}{NPFO + \Delta V} \dots (61)$$

$MP1 = 195,5/109 = 1,7935$

Determinación de los márgenes de protección – Impulso Atmosférico:  
MP2

$TSNIA = 170 \text{ kV}$

$$NIPA = 102 \text{ kV}$$

$$MP2 = \frac{TSNIA}{NPIA + \Delta V} \dots (62)$$

$$MP2 = 170/102 = 1,6666$$

Determinación de los márgenes de protección – Impulso de Maniobra:

MP3

$$TSNIM = 0,83 \times TSNIA = 0,83 \times 170 = 141,1 \text{ kV}$$

$$NPIM = 76,8$$

$$MP3 = \frac{TSNIM}{NPIM} \dots (63)$$

$$MP3 = 141,1/76,8 = 1,8372$$

En el siguiente cuadro se presenta el resumen de la coordinación del aislamiento:

Tabla N° 30: Márgenes de Seguridad de la Coordinación del Aislamiento<sup>48</sup>

Vp (kV)	MP1	MP2	MP3
36	179,35%	166,66%	183,72%

Podemos observar que para el pararrayo analizado, se tiene márgenes de seguridad por encima de los valores permitidos por la norma, por lo que no debería haber problemas en el aislamiento.

<sup>48</sup> Elaboración propia del autor

### 5.5.1.5. Selección del nivel de aislamiento

Condiciones de Operación del Sistema:

Tensión nominal del sistema	:	33 kV
Tensión máxima del sistema	:	36 kV
Contaminación ambiental del área del proyecto	:	Ligera
Altitud máxima sobre el nivel del mar	:	165 m.s.n.m.

De la ecuación

$$F_c = 1 + \frac{1.25(h - 1000)}{10000}$$

Donde:

F<sub>c</sub> : factor de corrección por altitud

h : altitud en metros sobre el nivel del mar

h = 165 m.s.n.m.

F<sub>c</sub> = 1,0

h = 165 m.s.n.m.

F<sub>c</sub> = 1,0

### Sobretensiones a frecuencia industrial

Según la Norma DGE rd018-2003-MEM la tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra, en condiciones estándar, para una línea de nivel de tensión 33 kV, es de 70 kV.

### Sobretensiones atmosféricas

El nivel básico de aislamiento (BIL) en condiciones estándar para líneas y redes primarias, de acuerdo a la Norma DGE rd018-2003-MEM, es de 170 kVp.

Aplicando el factor de corrección, la tensión crítica disruptiva a la onda de impulso 1,2/50 ms, será de:

$$\text{BIL} = 170 \text{ kVp}$$

### **Contaminación ambiental**

Para estas condiciones de las localidades , se asume una línea de fuga específica mínima de 16 mm/kV. La zona del proyecto el medio ambiente es ligera contaminación.

La mínima línea de fuga total (Lf) a considerar, será el resultado del producto de la mínima longitud de fuga específica por la máxima tensión de servicio entre fases, considerando el factor de corrección determinado:

$$\text{Lf} = 36 \text{ kV} \times 1,0 \times 16 \text{ mm/kV} = 576 \text{ mm.}$$

### **Nivel de aislamiento requerido**

El nivel de aislamiento exterior, calculado según las recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para la línea y red primaria se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 31: Nivel de Aislamiento<sup>49</sup>

DESCRIPCIÓN	Unidad	Valor
Tensión nominal del sistema	kV	33
Tensión máxima entre fases	kV	36
Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra	kVp	170
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase a tierra	kV	70
Línea de fuga total	mm	576

---

<sup>49</sup> Elaboración del propio autor



El nivel de aislamiento para los equipos, considerando la Norma IEC 71-1 y el criterio de aislamiento reducido para sistemas con neutro efectivamente puesto a tierra en la subestación, se muestra en la siguiente Tabla N° 32:

Tabla N° 32: Nivel de aislamiento para equipos<sup>50</sup>

DESCRIPCIÓN	Unidad	Valor
Tensión nominal del sistema	kV	33
Tensión máxima entre fases	kV	36
Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra (externo)	kVp	200
Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra (interno)	kVp	170
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase a tierra	kV	70

#### 5.5.1.6. Selección de aisladores

Se debe analizar cuidadosamente para lograr una acertada elección de los aisladores a utilizar, pues en muchos casos es importante, en vista de las características requeridas, tomar decisiones que produzcan resultados confiables y económicos a los sistemas.

Teniendo en cuenta los análisis de coordinación de aislamiento realizados, y sobre la base de la Norma RD-026-2003-EM/DGE se ha seleccionado los aisladores.

Se recomienda el uso de aisladores tipo Line Post Poliméricos y poliméricos tipo anclaje. El primero se deberá instalar en estructuras de alineamiento y ángulos de desvío topográfico moderados. Los aisladores

---

<sup>50</sup> Elaboración propia del autor

poliméricos en estructuras terminales, ángulos de desvío importantes y retención, se utilizarán aisladores poliméricos.

**a. Aislador para estructuras de alineamiento ó ángulo hasta 30°**

Teniendo en cuenta que la tensión de servicio es baja, se decide seleccionar los aisladores tipo Line Post Poliméricos, por estar el nivel de tensión de servicio en el rango 36 kV. Las principales características de los aisladores tipo Line Post, se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla N° 33: Características de los Aisladores Tipo Line Post Poliméricos<sup>51</sup>

Aislador Polimérico Tipo Line Post			
Voltaje de Flameo	A frecuencia	Seco	110
	Industrial (kV RMS)	Húmedo	85
Promedio	Al impulso	Positivo	180
	(kV pico)	Negativo	205
Línea de fuga (mm)			650

**b. Aislador para estructuras de anclaje y ángulos fuertes hasta 90°**

La naturaleza y función de estas estructuras exige la utilización de aisladores tipo suspensión. Las características principales del aislador polimérico de tipo suspensión, se muestra en la siguiente tabla:

<sup>51</sup> (Norma ANSI -29.11) – (Norma IEC-1109)

Tabla N° 34: Características de los Aisladores Polimérico de Suspensión<sup>52</sup>

AISLADOR POLIMÉRICO TIPO SUSPENSIÓN			
Voltaje	A frecuencia	Seco	215
De Flameo	Industrial (kV RMS)	Húmedo	115
Promedio	Al impulso	Positivo	250
	(kV pico)	Negativo	250
Línea de fuga (mm)			875

Considerando el nivel de aislamiento requerido, las características de los aisladores, la capacidad de sostenimiento al impulso atmosférico del material de las estructuras, para la línea primaria, se determina el uso de los siguientes aisladores:

Estructuras de alineamiento : Aislador Tipo Line Post Polimérico.  
Estructuras de ángulo y anclaje : Aislador polimérico tipo Suspensión :36 kV Norma IEC 1109.

#### 5.5.1.7. Selección De Parrayos

##### Criterios para la selección de pararrayos

Para seleccionar los pararrayos se ha considerado los siguientes criterios:

<sup>52</sup> (NORMA IEC1109)

#### a) Equipo a proteger

Los pararrayos a emplearse en el proyecto serán para proteger los transformadores de distribución y evitar los fláneos de los aisladores en las líneas primarias, ante sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas indirectas. Por tanto, se emplearán pararrayos autovalvulares de óxido metálico, clase distribución.

#### b) Factor de aterramiento

Se determina la capacidad del pararrayo ante sobretensiones temporarias  $TOV_{PR}$ , considerando la amplitud de la tensión máxima que puede producirse en una fase sana ( $TOV_{SIST}$ ), ante una falla monofásica a tierra:

De la ecuación (65)

$$TOV_{SIST} = K \times U_{max}$$

Donde:

$TOV_{sist}$	:	Amplitud de sobretensión en el punto de falla
$K$	:	Factor de sobretensión o factor de aterramiento
$U_{max}$	:	Amplitud máxima de la tensión fase a tierra

El factor de aterramiento se determina mediante la siguiente relación:

$$K = 0,5 \times (3 \times z_0/z_1)/(2 + z_0/z_1) + j 0,865$$

Reemplazando los valores de  $Z_0$  y  $Z_1$  son determinados en los puntos de falla y se tiene el valor del factor de aterramiento:

$$K = 0,87925$$

$$TOV_{SIST} = 11,6386 < 1,4 \times U_{max} = 26,6$$

Luego la  $TOV_{SIST}$ , es menor del resultado de  $1,4 \times U_{max}$

La duración de la falla puede ser de pocos segundos o hasta horas en función de la corriente de falla y que dependerá de la calibración de los dispositivos de detección de falla y ordenen su apertura.

Para el presente estudio el factor de aterramiento asumido es  $K = 1,73$

$$TOV_{SIST} = 1,73 \times 19 = 32,87 \text{ kV}$$

### c) Tensión máxima de operación continua del pararrayos

La tensión máxima de operación continua del pararrayo (MCOV) deberá ser mayor a la tensión eficaz máxima fase - tierra del sistema; por tanto de la ecuación (66)

$$MCOVPR \geq \frac{V_n}{(3)^{1/2}} \times 1,05$$

$$MCOVPR \geq 20,028 \text{ kV}$$

Para un pararrayos de 30 kV, el MCOV según normas IEC y ANSI/IEEE C62.11 es de 24 kV, lo cual resulta adecuado.

Para cada ubicación del pararrayos, el  $TOV_{PR}$  deber ser igual o mayor que el impuesto por el sistema.

$$TOV_{PR} = \sqrt{2} \times MCOV = 33,94 \text{ kVp}, \text{ lo cual es mayor a } 32,87 \text{ kVp}.$$

### Selección de pararrayos

De las consideraciones expuestas en los párrafos anteriores, el pararrayos a utilizarse en el presente proyecto será: OZn, 30 kV, 10 kA, clase 1.

De los análisis se concluye que el equipamiento tendrá las siguientes características:

**a) Nivel de aislamiento de los equipos**

Nivel de aislamiento al impulso 1,2/50	:	170 kVp
Nivel de aislamiento a 60 Hz	:	70 kVef

**b) Características del pararrayos**

Pararrayo	:	OZn, Clase 1
Tensión nominal	:	30 kV
Corriente nominal de descarga	:	10 kA

### 5.5.2. Cálculos Mecánicos

#### 5.5.2.1. Formulación de hipótesis de cálculo

Las hipótesis de carga que rigen el cambio de estado del conductor seleccionado, para las Líneas y Redes Primarias son las siguientes:

**HIPÓTESIS 1A** : Condición de mayor duración (EDS inicial)

EDS inicial	:	15 %
Temperatura	:	20°C
Velocidad de viento:		nula
Sobrecarga de hielo	:	nula

**HIPÓTESIS 1B** : Condición de mayor duración (EDS final)

EDS inicial	:	Variable
Temperatura	:	20 °C
Velocidad de viento:		nula
Sobrecarga de hielo	:	nula

**HIPÓTESIS 2** : De máxima Velocidad de Viento

Temperatura : 10 °C  
Velocidad de viento : 75 km/h  
Sobrecarga de hielo : nula

**HIPÓTESIS 3** : De máxima Temperatura

Temperatura : 50 °C  
Velocidad de viento : nula  
Sobrecarga de hielo : nula

**HIPÓTESIS 4** : De mínima Temperatura

Temperatura : 5 °C  
Velocidad de viento : nula  
Sobrecarga de hielo : 0,00 mm

### **Características mecánicas de los conductores empleados**

El conductor usado para las líneas y redes primarias, serán de aleación de aluminio (AAAC), fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B99 o IEC 1089, con las siguientes características:

Sección	:	35 mm <sup>2</sup> ;	70 mm <sup>2</sup>
Sección real	:	34,36 mm <sup>2</sup>	65,81 mm <sup>2</sup>
N° de alambres	:	7	19
Diámetro exterior	:	7,53 mm	10,5 mm
Diámetro alambre	:	2,51 mm	2,10 mm
Masa total	:	0,940 N/m	1,776N/m
Coef. Expansión Térmica	:	23 x 10 <sup>-6</sup>	
Módulo de elasticidad Final	:	63 210 N/mm <sup>2</sup>	
Carga de rotura mínima	:	10,976 kN	21,30 kN

En la siguiente tabla N° 35 se muestra los cálculos mecánicos

Tabla N° 35: Calculo mecánico de conductores-AAAC-35 mm<sup>2</sup>

CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES													
CONDUCTOR AAAC-35													
Seccion	Diam. Exter	Nro. de Hilc	Peso Unit.)	Tiro de Rot	M.E. Final	Coef. Dilatación							
(mm2)	(mm)		(Kg/m)	(Kg)	(Kg/mm2	(1/°C)							
35	7,5	7	0,09	1055,05	6419,3	0,000023							
HIPOTESIS DE CALCULO :													
DESCRIPCION	Hip. 1	Hip. 2	Hip. 3	Hip. 4									
NOMBRE	TEMPLADO	MAXIMO	ES MAXIMA	TE MINIMA	TEMPERATURA								
%TIRO	15	60	60	60									
TEMPERATUR	15	10	50	10									
V.VIENTO(km/	0	90	0	0									
M.HIELO(mm)	0	0	0	0									
Vano	Desnivel	Hip. 1			Hip. 2			Hip. 3			Hip. 4		
(m)	(m)	TiroH(Kg)	TMax(Kg)	Flecha(m)	TiroH(Kg)	TMax(Kg)	Flecha(m)	TiroH(Kg)	TMax(Kg)	Flecha(m)	TiroH(Kg)	TMax(Kg)	Flecha(m)
10	0,1	158,26	158,27	0,01	180,57	180,6	0,02	23,76	23,77	0,05	179,07	179,08	0,01
20	0,2	158,26	158,28	0,03	184,62	184,67	0,07	34,1	34,12	0,14	178,89	178,91	0,03
30	0,3	158,26	158,29	0,07	190,57	190,67	0,16	42,72	42,76	0,25	178,61	178,64	0,06
40	0,4	158,26	158,29	0,12	197,73	197,87	0,28	50,25	50,31	0,37	178,22	178,26	0,11
50	0,5	158,26	158,31	0,19	205,53	205,73	0,41	56,97	57,05	0,52	177,74	177,79	0,17
60	0,6	158,26	158,32	0,27	213,62	213,87	0,57	63,06	63,16	0,67	177,18	177,24	0,24
70	0,7	158,26	158,33	0,36	221,75	222,06	0,75	68,63	68,74	0,84	176,56	176,63	0,33
80	0,8	158,26	158,35	0,48	229,8	230,18	0,95	73,74	73,88	1,02	175,88	175,96	0,43
90	0,9	158,26	158,36	0,6	237,67	238,12	1,16	78,47	78,63	1,21	175,16	175,26	0,54
100	1	158,26	158,38	0,74	245,33	245,85	1,39	82,85	83,03	1,42	174,41	174,53	0,67
110	1,1	158,26	158,4	0,9	252,74	253,34	1,63	86,92	87,12	1,64	173,65	173,79	0,82
120	1,2	158,26	158,42	1,07	259,89	260,58	1,88	90,7	90,94	1,87	172,9	173,05	0,98
130	1,3	158,26	158,44	1,25	266,78	267,55	2,15	94,24	94,5	2,11	172,14	172,32	1,15
140	1,4	158,26	158,47	1,46	273,41	274,27	2,44	97,54	97,83	2,36	171,41	171,61	1,34
150	1,5	158,26	158,49	1,67	279,78	280,74	2,73	100,62	100,95	2,63	170,7	170,92	1,55
160	1,6	158,26	158,52	1,9	285,9	286,96	3,05	103,51	103,86	2,91	170,01	170,26	1,77
170	1,7	158,26	158,55	2,15	291,78	292,94	3,37	106,22	106,6	3,2	169,35	169,63	2,01
180	1,8	158,26	158,58	2,41	297,43	298,69	3,7	108,75	109,17	3,5	168,73	169,04	2,26
190	1,9	158,26	158,61	2,68	302,85	304,22	4,05	111,14	111,59	3,82	168,14	168,48	2,52
200	2	158,26	158,64	2,97	308,05	309,54	4,42	113,37	113,86	4,15	167,58	167,95	2,81
210	2,1	158,26	158,67	3,28	313,04	314,64	4,79	115,48	116	4,49	167,06	167,46	3,1
220	2,2	158,26	158,71	3,59	317,83	319,56	5,18	117,45	118,02	4,85	166,57	167	3,42
230	2,3	158,26	158,74	3,93	322,43	324,28	5,58	119,31	119,92	5,21	166,11	166,58	3,74
240	2,4	158,26	158,78	4,28	326,85	328,82	6	121,06	121,71	5,59	165,68	166,18	4,09
250	2,5	158,26	158,82	4,64	331,09	333,19	6,42	122,71	123,4	5,99	165,27	165,82	4,45
260	2,6	158,26	158,86	5,02	335,16	337,4	6,86	124,27	125	6,4	164,9	165,48	4,82
270	2,7	158,26	158,9	5,42	339,08	341,45	7,32	125,74	126,51	6,82	164,55	165,17	5,21
280	2,8	158,26	158,94	5,82	342,83	345,35	7,78	127,12	127,94	7,25	164,22	164,89	5,61
290	2,9	158,26	158,99	6,25	346,44	349,1	8,26	128,43	129,3	7,7	163,91	164,63	6,03
300	3	158,26	159,03	6,69	349,91	352,71	8,75	129,67	130,58	8,16	163,63	164,39	6,47
310	3,1	158,26	159,08	7,14	353,24	356,2	9,26	130,84	131,8	8,64	163,36	164,17	6,92
320	3,2	158,26	159,13	7,61	356,45	359,56	9,78	131,94	132,96	9,13	163,11	163,97	7,38
330	3,3	158,26	159,18	8,09	359,53	362,8	10,31	132,99	134,06	9,63	162,88	163,78	7,86
340	3,4	158,26	159,23	8,59	362,49	365,92	10,85	133,98	135,1	10,15	162,66	163,62	8,36
350	3,5	158,26	159,29	9,1	365,34	368,93	11,41	134,92	136,1	10,68	162,46	163,46	8,87
360	3,6	158,26	159,34	9,63	368,07	371,84	11,99	135,81	137,04	11,23	162,27	163,33	9,39
370	3,7	158,26	159,4	10,18	370,71	374,65	12,57	136,66	137,95	11,79	162,09	163,2	9,93
380	3,8	158,26	159,45	10,73	373,25	377,36	13,17	137,46	138,81	12,36	161,92	163,09	10,49
390	3,9	158,26	159,51	11,31	375,69	379,99	13,78	138,22	139,63	12,95	161,76	162,99	11,06
400	4	158,26	159,57	11,89	378,04	382,52	14,41	138,95	140,42	13,55	161,61	162,9	11,65

Fuente: elaboración propia del autor



### 5.5.2.2. Cálculo Mecánico De Estructuras

Para el cálculo mecánico de estructuras se ha considerado las siguientes cargas:

**Cargas Horizontales:** Carga debida al viento sobre los conductores y las estructuras y carga debido a la tracción del conductor en ángulos de desvío topográfico, con un coeficiente de seguridad de 2,2. Solamente para condiciones normales (Hipótesis I) y la de máxima carga de viento (Hipótesis II)

**Cargas Verticales:** Carga vertical debida al peso de los conductores, aisladores, crucetas, peso adicional de un hombre con herramientas y componente vertical transmitida por las retenidas en el caso que existieran. Se determinará el vano peso en cada una de las estructuras y para cada una de las hipótesis de diseño (I, II, III y IV), el cual definirá la utilización de una estructura de suspensión o de anclaje.

**Cargas Longitudinales:** Cargas producidas por cada uno de los vanos a ambos lados de la estructura y para cada una de las hipótesis de diseño (I, II, III y IV).

#### **Tipos de estructuras**

Las estructuras de las líneas primarias están conformadas por postes de concreto y torrecilla de acero, y tienen la configuración de acuerdo con la función que van a cumplir.

Los parámetros que definen la configuración de las estructuras y sus características mecánicas son:

Distancia mínima al terreno en la condición de hipótesis de mayor flecha

Angulo de desvío topográfico

Vano – viento

Vano – peso.

Según la función de la línea, las estructuras serán seleccionadas como sigue:

**Estructuras de alineamiento:** Se usarán fundamentalmente para sostén de la línea en alineaciones rectas. También se considera estructuras de alineamiento a una estructura situada entre dos alineaciones distintas que forman un ángulo de desviación de hasta  $5^{\circ}$ .

**Estructuras angulares:** Se usarán para sostén de la línea en los vértices de los ángulos que forman dos alineaciones distintas cuyo ángulo de desviación excede de  $5^{\circ}$ .

**Estructuras terminales:** Se utilizará para resistir en sentido de la línea el tiro máximo de todos los conductores de un mismo lado de la estructura.

**Estructuras especiales:** Serán aquellas que tienen una función diferente a las estructuras definidas anteriormente, entre ellas tenemos

las estructuras de derivación utilizada para derivar la línea en dirección transversal a su recorrido principal.

### **Hipótesis de cálculo**

En el presente proyecto, tratándose de líneas y redes primarias de electrificación rural, se considera para los cálculos de las estructuras, solo las condiciones normales; por tanto, no se considerará hipótesis de rotura de conductor, de acuerdo a la Norma DGE rd018-2003-EM.

### **Cargas previstas**

Para el cálculo de las prestaciones mecánicas de estructuras, de acuerdo al tipo de estructura, se ha previsto las siguientes cargas:

#### **Estructuras de alineamiento: PS1-3L, PS1-0**

Conductor sano

Viento máximo perpendicular al eje de la línea

#### **Estructuras de ángulo: PA1-3L, PA1-0**

Conductor sano

Resultante angular del tiro máximo

Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en la dirección de la resultante.

**Estructuras de ángulo: PA2-3, PA2-0**

Conductor sano

Resultante angular del tiro máximo

Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en la dirección de la resultante.

**Estructuras de ángulo: PA3-3, PA3-0**

Conductor sano

Resultante angular del tiro máximo

Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en la dirección de la resultante.

**Estructuras de anclaje: PR3-3L, PR3-0**

Conductor sano

Tiro Máximo del conductor

Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en dirección perpendicular a la línea.

**Estructuras terminales: PTV-3, PTV-0**

Conductor sano

Tiro Máximo del conductor

Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en dirección a la línea.

### 5.5.2.3. Características de los postes

Los postes a emplearse serán las que necesariamente cumplan con las especificaciones técnicas establecidas en la Oferta Técnica.

La estructura de soporte de la línea y red primaria tendrán las siguientes características:

Tipo de estructura	:	C.A.C.	C.A.C.
Longitud de poste (m)	:	12	13
Diámetro en la punta (mm)	:	120 140	140 160
Diámetro en la base (mm)	:	300 320	320 365
Carga de trabajo (daN)	:	200 300	300 400
Fuerza en la punta del poste (m)	:	0,10	0,10

Tipo de estructura	:	Torrecilla acero	Torrecilla acero
Longitud de torrecilla (m)	:	12	15
Máxima carga horizontal (kg)	:	400 600	400 600
Carga de trabajo (kg)	:	200 300	400 500
Fuerza en la punta de la torrecilla (m)	:	0,65	0.65

### 5.5.2.4. Distribución De Estructuras

Definida la prestación de estructuras y definidos los vanos laterales, vanos vientos y vanos pesos, se efectuó la distribución de estructuras, considerando el EDS final esperado, con el programa DLT CAD 6.0. Con los reportes de resultados del programa se comprobará la óptima distribución y se verificarán los esfuerzos máximos, comprobando los factores de seguridad para cada componente de la línea.

Todos los armados utilizados corresponden a los armados normalizados según norma<sup>53</sup> DGE rd024-2003-EM.

Especificaciones técnicas de soportes normalizados para líneas y redes primarias para electrificación rural

Se comprobó los esfuerzos resultantes hacia arriba, especialmente en aisladores tipo PIN.

Se comprobó que el ángulo vertical de la línea (Tiro Vertical / Tiro Horizontal) no sea superior a 25 °.

#### 5.5.2.5. Cálculo de aislador Line Post y suspensión polimérica

##### a. Aisladores Line Post

Los aisladores tipo Line Post, son utilizados en los armados para ángulos comprendidos entre 0° – 30° de la línea.

La fuerza de tracción que están sometidos los aisladores tiene la siguiente relación:

$$F_c = F_{vc} + T_c$$

$$F_c = L \times P_v \times \Phi_c \times \cos \alpha/2 + 2 \times T \times \sin \alpha/2$$

$$Q = C_s \times F_c$$

##### CALCULO DE AISLADOR LINE PPOST - CONDUCTOR - AAAC 70 mm2

		Angulo 5°	Angulo 15°	Angulo 30°
Q : Carga de Rotura	N	2 734,09	5 502,14	9 569,21
Cs : Coeficiente de seguridad		3,00	3,00	3,00
Fc : Fuerza de tracción	N	911,36	1 834,05	3 189,74
Fvc : Fuerza del viento sobre conductores	N	446,55	443,16	431,75
Tc : Tracción de los conductores	N	464,81	1 390,89	2 757,99
d : Vano	m	160,00	160,00	160,00
Sc : Sección conductor AAAC	mm2	70	70	70

<sup>53</sup> (DGE-rd-024-EM, 2003)

#### CALCULO DE AISLADOR LINE POST - CONDUCTOR - AAAC 35 mm2

		Angulo 5°	Angulo 15°	Angulo 30°
Q : Carga de Rotura	N	2 321,86	4 089,94	6 679,55
Cs : Coeficiente de seguridad		3,00	3,00	3,00
Fc : Fuerza de tracción	N	773,95	1 363,31	2 226,52
Fvc : Fuerza del viento sobre conductores	N	476,33	472,71	460,54
Tc : Tracción de los conductores	N	297,62	890,61	1 765,98
d : Vano	m	210,00	210,00	210,00
Sc : Sección conductor AAAC	mm2	35	35	35

Según tabla de datos garantizados: **Resistencia a la flexión: 10 kN**

#### b. Aisladores de anclaje

Aislador de suspensión polimérico, son utilizados en los armados para ángulos comprendidos entre 30° – 90° de la línea.

Sabemos que:

$$F_c = F_{vc} + T_c$$

$$F_c = L \times P_v \times \Phi_c \times \cos \alpha/2 + 2 \times T \times \sin \alpha/2$$

$$Q = C_s \times F_c$$

#### CALCULO DE AISLADOR POLIMÉRICO DE SUSPENSIÓN- CONDUCTOR - AAAC 70 mm2

		Angulo 30° - 90 °
		23
Q : Carga de Rotura	N	553,06
Cs : Coeficiente de seguridad		3,00
		7
Fc : Fuerza de tracción	N	851,02
Fvc : Fuerza del viento sobre conductores	N	316,06
		7
Tc : Tracción de los conductores	N	534,96
d : Vamo	m	160,00
Sc : Sección conductor AAAC	mm2	70

#### CALCULO DE AISLADOR POLIMÉRICO DE SUSPENSIÓN - CONDUCTOR - AAAC 35 mm2

Angulo 30° - 90 °

Q	: Carga de Rotura	N	13 912,45
Cs	: Coeficiente de seguridad		3,00
Fc	: Fuerza de tracción	N	4 637,48
	Fuerza del viento sobre		
Fvc	: conductores	N	240,81
Tc	: Tracción de los conductores	N	4 396,67
d	: Vano	m	150,00
Sc	: Sección conductor AAAC	mm <sup>2</sup>	35

Según tabla de datos garantizados: **Carga mecánica de rutina: 35 kN**

#### 5.5.2.6. Cálculo de espigas rectas

Considerando las características del acero A36 y de la tabla de datos garantizados se tiene las siguientes características mecánicas:

Tabla N° 36: Calculo de espiga recta

**CALCULO DE ESPIGA RECTA – Aislador Polimérico de 36 kV, Tipo Line Post**

$\alpha$	: Angulo	Sex.	5
P	: Máximo tiro	N	3 968,13
$\sigma_f$	: Esfuerzo de fluencia	Kg/mm <sup>2</sup>	25
$\sigma_t$	: Esfuerzo máximo de trabajo	Kg/mm <sup>2</sup>	15
d	: Diámetro espiga	cm	25
h	: Longitud del PIN por encima de cruceta	cm	178

Fuente: elaboración propia del autor

Según tabla de datos garantizados, **Carga de prueba a 10° de flexión: 12,04 kN**

#### 5.5.2.7. Calculo de Amortiguadores



Tabla N° 37: Calculo de amortiguadores para conductores AAAC-35 mm<sup>2</sup>

CALCULO DE AMORTIGUADORES PARA CONDUCTORES AAAC - 35 mm2			
DATOS DEL CONDUCTOR			
SECCION (mm²)	35	EDS	18%
MATERIAL	AAAC		
DIAM. EXT (mm)	7,5	TIRO.ROT.(Kg)	1055,35
PESO (kg/m)	0,094		
HIPÓTESIS DE CALCULO DE MAYOR DURACION:			
Temperatura media	:	22 ° C	
Velocidad media (33% de máx)	:	31,3 km/H	
Hielo	:	0 mm	
A) CALCULO DEL TIRO HORIZONTAL			
To = EDS.TIRO ROT =		190	
B) CALCULO DE LA PRESIÓN DEL VIENTO			
Pv =0.0042*U²	=	4,123	
C) CALCULO DEL PESO DEL CONDUCTOR CON VIENTO RESULTANTE:			
Wr = ((Wc)²+(Pv*D/1000)²)⁰.⁵;			
Wr =		0,099	
D) CALCULO DEL PARAMETRO			
Co = To/Wr =		1919,925	
E) CALCULO DE LONGITUD MÍNIMA PARA EL USO DE AMORTIGUADOR			
Para el calculo de la longitud es importante mencionar que una frecuencia de resonancia o una vibración peligrosa resulta cuando la frecuencia de excitación iguala a la frecuencia natural.			
por lo que se igualan las dos ecuaciones.			
fs = 0.19*U/D		fn = (1/L)*(v Co*g)	
de donde:	L = (D √ Co*g )/(0.38*U) =		224,761
A partir de este vano será necesario el uso de amortiguadores ya que las vibraciones sobre el conductor serán peligrosas a mayor vano. En conclusion se usaran amortiguadores para vanos mayores de 320 m.			

Fuente: elaboración propia

Tabla N° 38: Selección del amortiguador para conductor AAAC-35 mm<sup>2</sup>

**F) SELECCIÓN DEL TIPO DE AMORTIGUADOR**

El análisis se hará para amortiguadores tipo STOCKBRIDGE

Se realizará de acuerdo a catálogo de fabricante para conductor de 7.5 mm de diámetro. Cuadro adjunto.

Según tabla: se utilizará el Nro. 029.01

Nro.de Catalogo	DIAM. COND. (mm)		DIMENSIONES (mm)			PESO kg
	Min.	Máx.	A	B	C	
029.01	6,61	8,39	311,15	76,2	39,69	1,1
029.02	8,39	9,91	365,55	88,9	44,55	1,6
029.03	11,94	14,99	431,8	165,1	52,39	3,4
029.04	17,78	21,09	515,94	198,44	60,33	5,3
029.05	21,09	24,64	554,04	215,9	63,5	6,3

**G) POSICIÓN DE AMORTIGUADOR**

Los espaciamientos en donde se deban instalar los amortiguadores con respecto al punto de apoyo son:

$$\begin{aligned}
 S1 &= 0.0013 * D * (T/wc)^{0.5} &= & 0,44 \text{ m} \\
 S2 &= 0.0013 * D * (T/wc)^{0.5} &= & 0,88 \text{ m} \\
 S3 &= 0.0013 * D * (T/wc)^{0.5} &= & 1,32 \text{ m}
 \end{aligned}$$

**DONDE:**

A	Amplitud de Onda
D	Diámetro de conductor
To	Tiro horizontal
Pv	Presión del viento
Wc	Peso del conductor
Wr	Peso del conductor resultante por viento
P	Parametro de la catenaria
fs	Frecuencia de excitación
fn	Frecuencia natural
L	Longitud del vano mínimo
U	Velocidad del viento

Fuente: elaboración propia

Tabla N° 39: Calculo de amortiguadores para conductores AAAC-70 mm<sup>2</sup>

CALCULO DE AMORTIGUADORES PARA CONDUCTORES AAAC - 70 mm2			
DATOS DEL CONDUCTOR			
SECCION (mm²)	70	EDS	18%
MATERIAL	AAAC		
DIAM. EXT (mm)	10,5	TIRO.ROT.(Kg)	1892,66
PESO (kg/m)	0,181		
HIPÓTESIS DE CALCULO DE MAYOR DURACION:			
Temperatura media	:	28 ° C	
Velocidad media (33% de máx)	:	31,3 km/H	
Hielo	:	0 mm	
A) CALCULO DEL TIRO HORIZONTAL			
To = EDS.TIRO ROT =		341	
B) CALCULO DE LA PRESIÓN DEL VIENTO			
Pv =0.0042*U²	=	4,123	
C) CALCULO DEL PESO DEL CONDUCTOR CON VIENTO RESULTANTE:			
Wr = ((Wc)²+(Pv*D/1000)²)⁰.⁵;			
Wr =		0,186	
D) CALCULO DEL PARAMETRO			
Co = To/Wr =		1830,560	
E) CALCULO DE LONGITUD MÍNIMA PARA EL USO DE AMORTIGUADOR			
Para el calculo de la longitud es importante mencionar que una frecuencia de resonancia o una vibración peligrosa resulta cuando la frecuencia de excitación iguala a la frecuencia natural.			
por lo que se igualan las dos ecuaciones.			
fs = 0.19*U/D		fn = (1/L)*(v Co*g)	
de donde:	L = (D √ Co*g )/(0.38*U) =	212,715	
A partir de este vano será necesario el uso de amortiguadores ya que las vibraciones sobre el conductor serán peligrosas a mayor vano. En conclusion se usaran amortiguadores para vanos mayores de 425 m.			

Fuente: elaboración propia del autor

Tabla N° 40: Selección del tipo de amortiguador para conductor AAAC-70 mm<sup>2</sup>

#### F) SELECCIÓN DEL TIPO DE AMORTIGUADOR

El análisis se hará para amortiguadores tipo STOCKBRIDGE

Se realizará de acuerdo a catálogo de fabricante para conductor de 10.5 mm de diámetro. Cuadro adjunto.

Según tabla: se utilizará el Nro. 029.01

Nro.de Catalogo	DIAM. COND. (mm)		DIMENSIONES (mm)			PESO kg
	Min.	Máx.	A	B	C	
029.01	6,61	8,39	311,15	76,2	39,69	1,1
029.02	8,39	9,91	365,55	88,9	44,55	1,6
029.03	11,94	14,99	431,8	165,1	52,39	3,4
029.04	17,78	21,09	515,94	198,44	60,33	5,3
029.05	21,09	24,64	554,04	215,9	63,5	6,3

#### G) POSICIÓN DE AMORTIGUADOR

Los espaciamientos en donde se deban instalar los amortiguadores con respecto al punto de apoyo son:

$$\begin{aligned}
 S1 &= 0.0013 * D * (T/wc)^{0.5} &= & 0,59 \text{ m} \\
 S2 &= 0.0013 * D * (T/wc)^{0.5} &= & 1,18 \text{ m} \\
 S3 &= 0.0013 * D * (T/wc)^{0.5} &= & 1,78 \text{ m}
 \end{aligned}$$

#### DONDE:

A	Amplitud de Onda
D	Diámetro de conductor
To	Tiro horizontal
Pv	Presión del viento
Wc	Peso del conductor
Wr	Peso del conductor resultante por viento
P	Parametro de la catenaria
fs	Frecuencia de excitación
fn	Frecuencia natural
L	Longitud del vano mínimo
U	Velocidad del viento

Fuente: elaboración propia del autor

### 5.5.2.8. Cimentación de Estructuras

Tabla N° 41: Datos para la cimentación de postes de 12 m-200 daN

<b>CIMENTACIONES DE ESTRUCTURAS</b> <b>CÁLCULO DE CIMENTACIÓN DE LA TORRETA DE 12 m</b> <b>TERRENO TIPO I - 200daN</b>		
<p>La cimentación será de concreto ciclópeo teniendo como recomendación de profundidad de un décimo de la altura de la torreta más 0.30 m.          Para el análisis se ha optado por los casos en que el terreno corresponde a un suelo arcilloso.          Para el cálculo de las cimentaciones de las torretas se usará el método de Sulzberger:</p>		
		Datos
Lado de la torreta (D)	D= 30	cm
Longitud de la torreta (L)	L= 12	m
Fuerza horizontal aplicada a 10 cm debajo de la punta (F)	F= 2 000	N
Fuerza horizontal por sismo (0.3g) aplicada a H/2 de la superficie (Fsh)	Fsh= 2 294	N
Fuerza vertical por sismo (0.1g) (Fsv)	Fsv= 2 157	N
Carga de rotura (Cr)	Cr= 4 000	N
Peso de la torreta (Wp)	Wp= 6 580	N
Peso total de conductores (Pc)	Pc= 1 834	N
Densidad del material a utilizar en la cimentación	$\gamma_c$ = 2 200	kg/m <sup>3</sup>
Peso extra (Pe)	Pe= 3 086	N
		Resultados
Longitud de empotramiento (h)	h= 1,4	m
Altura útil de la estructura (H)	H= 10,5	m
Peso vertical total (Wt)	Wt= 11500	N

Fuente: Consorcio Santa Lucía-Exp.

Tabla N° 42: Calculo de la cimentación para postes de 12 m-200 daN

<b>CIMENTACIONES DE ESTRUCTURAS</b> <b>CÁLCULO DE CIMENTACIÓN DE LA TORRETA DE 12 m</b> <b>TERRENO TIPO I - 200daN</b>		
<b>I- Metodología (no considerando sismo)</b>		
Calculando por el método de Sulzberger el lado de la cimentación (a) de las torretas:		
<b>Datos</b>		
Longitud de la torreta (L)	12 m	
Fuerza horizontal aplicada a 10 cm debajo de la punta (F)	2 000 N	
Fuerza horizontal por sismo (0.4g) aplicada a H/2 de la superficie (Fsh)	2 294 N	
Fuerza vertical por sismo (0.3g) (Fsv)	2 157 N	
Peso de la torreta (Wp)	6 580 N	
Peso total de conductores (Pc)	1 834 N	
Peso extra (Pe)	3 086 N	
Longitud de empotramiento (h)	1,40 m	
Altura útil de la torreta (H)	10,5 m	
Peso vertical total (Wt)	11 500 N	
Coefficiente de la comisión suiza, Sulzberger (Ct), (para terreno compacto arcilloso limoso y con poca arena)	5,6 kg/cm <sup>3</sup>	
Coefficiente de la comisión suiza, Sulzberger (Cb)	8 kg/cm <sup>3</sup>	
<b>Resultados</b>		
Momento de vuelco (M)	22867 N-m	
Lado de la cimentación (a)	0,90 m	
Altura del bloque (m):		
Momento de vuelco:	$M = F \times \left( H + \frac{2}{3}h \right) =$	22867 N-m
a su vez se cumple que:	$M_s = \frac{ah^3}{36} c_t \tan \alpha$	$M_b = G \left( \frac{a}{2} - 0,47 \sqrt{\frac{P}{\alpha C_b \tan \alpha}} \right)$
donde: $\tan \alpha = 0,01$ es el máximo giro permisible para llegar a las reacciones estabilizadoras del terreno, y Ms representa el momento de encastramiento y Mb el momento de fondo, P es igual a Wt + Wc, siendo Wc = peso del bloque de cimentación		
luego: $P = W_t + h \times a^2 \times \gamma_c$ donde $\gamma_c$ es la densidad del relleno (material seleccionado)=2200 kg/m <sup>3</sup>		
y K es una constante que para valores $\tan \alpha = 0,01$ es aproximadamente 1		
$M_s + M_b \geq kM$		
Resolviendo la ecuación se obtiene:		
	Fórmula p= 26969,09813	a = 0,90 m
Momento Encastramiento	37686,10 N-m	
Momento de Base	3943,15 N-m	
Momento Resistente	41107,23 N-m	
Factor	1,80	
<b>II- Verificación por Sismo:</b> Se considerará 0.3(g) fuerza horizontal y 0.3(g) fuerza vertical respecto al peso de la torreta y conductores.		
Siguiendo la misma metodología se tiene:		
<b>Resultados</b>		
Momento de vuelco (M)	37051 N-m	
Lado de la cimentación (a)	0,90 m	
Momento de vuelco:	$M = F \times \left( H + \frac{2}{3}h \right) + F_{sh} \times \left( H/2 + \frac{2}{3}h \right) =$	37051 N-m
Resolviendo la ecuación se obtiene:		
	a = 0,90 m	
Momento Encastramiento	37686,10 N-m	
Momento de Base	4349,06 N-m	
Momento Resistente	42035,16 N-m	
Factor	1,1 ok!	
En este caso obtenemos un ancho de cimentación un valor de 0,90 m		
Para la fuerza vertical se verificará el esfuerzo solicitado como sigue:		
$A = L^2 \times P / 4 = 6361,74 \text{ cm}^2$		
$\sigma = W_t / A_s = 0,22 \text{ kg/cm}^2$		
$\sigma < 1,50 \text{ kg/cm}^2 \text{ ok! De acuerdo a la Zonificación Geotécnica Tipo I}$		

Fuente: Consorcio Santa Lucia-Exp.

Tabla N° 43: Datos para la cimentación de postes 12 m- 300 daN

<b>CIMENTACIONES DE ESTRUCTURAS</b> <b>CÁLCULO DE CIMENTACIÓN DE TORRECILLAS DE 12 m</b> <b>TERRENO TIPO I - 300daN</b>		
La cimentación será de concreto ciclópeo para lo cual se tiene una recomendación de la profundidad de un décimo de la altura de la torrecilla más 0.30 m. Para el análisis se ha optado por los casos en que el terreno corresponde a un suelo arcilloso. Para el cálculo de las cimentaciones de las torrecillas se usará el método de Sulzberger:		
		Datos
Lado de la torrecilla (D)	D= 33	cm
Longitud de la torrecilla (L)	L= 12	m
Fuerza horizontal aplicada a 10 cm debajo de la punta (F)	F= 3 000	N
Fuerza horizontal por sismo (0.3g) aplicada a H/2 de la superficie (Fsh)	Fsh= 2 421	N
Fuerza vertical por sismo (0.1g) (Fsv)	Fsv= 2 301	N
Carga de rotura (Cr)	Cr= 6 000	N
Peso de la torrecilla (Wp)	Wp= 7 060	N
Peso total de conductores (Pc)	Pc= 1 834	N
Densidad del material a utilizar en la cimentación	$\gamma_c = 2\,200$	kg/m <sup>3</sup>
Peso extra (Pe)	Pe= 837	N
		Resultados
Longitud de empotramiento (h)	h= 1,4	m
Altura útil de la torrecilla (H)	H= 10,5	m
Peso vertical total (Wt)	Wt= 9731	N

Fuente: Consorcio Santa Lucia-Exp.

Tabla N° 44: Calculo para la cimentación de postes 12 m-300 daN

CIMENTACIONES DE ESTRUCTURAS CÁLCULO DE CIMENTACIÓN DE TORRECILLAS DE 12 m TERRENO TIPO I - 300daN		
<b>I- Metodología (no considerando sismo)</b>		
Calculando por el método de Sulzberger el lado de la cimentación (a) de las torrecillas:		
<b>Datos</b>		
Longitud de la torrecilla (L)	12 m	
Fuerza horizontal aplicada a 10 cm debajo de la punta (F)	3 000 N	
Fuerza horizontal por sismo (0.4g) aplicada a H/2 de la superficie (Fsh)	2 421 N	
Fuerza vertical por sismo (0.3g) (Fsv)	2 301 N	
Peso de la torrecilla (Wp)	7 060 N	
Peso total de conductores (Pc)	1 834 N	
Peso extra (Pe)	837 N	
Longitud de empotramiento (h)	1,40 m	
Altura útil de la torrecilla (H)	10,5 m	
Peso vertical total (Wt)	9 731 N	
Coefficiente de la comisión suiza, Sulzberger (Ct), (para terreno compacto arcilloso limoso y con poca arena )	5,6 kg/cm <sup>3</sup>	
Coefficiente de la comisión suiza, Sulzberger (Cb)	8 kg/cm <sup>3</sup>	
<b>Resultados</b>		
Momento de vuelco (M)	34300 N-m	
Lado de la cimentación (a)	0,90 m	
Altura del bloque (m):		
Momento de vuelco:	$M = F \times \left( H + \frac{2}{3}h \right) =$	34300 N-m
a su vez se cumple que:	$M_s = \frac{ah^3}{36} c_u \tan \alpha$	$M_b = G \left( \frac{a}{2} - 0,47 \sqrt{\frac{P}{\alpha C_u \tan \alpha}} \right)$
donde: $\tan \alpha = 0,01$ es el máximo giro permisible para llegar a las reacciones estabilizadoras del terreno, y Ms representa el momento de encastramiento y Mb el momento de fondo, P es igual a Wt + Wc, siendo Wc = peso del bloque de cimentación		
luego: $P = W_t + h \times a^2 \times \gamma_c$ donde $\gamma_c$ es la densidad del relleno (material seleccionado)=2200 kg/m3		
y K es una constante que para valores $\tan \alpha = 0,01$ es aproximadamente 1		
$M_s + M_b \geq kM$		
Resolviendo la ecuación se obtiene:	Fórmula p= 14898,9248	$a = 0,90 \text{ m}$
Momento Encastramiento	37686,10 N-m	
Momento de Base	3579,11 N-m	
Momento Resistente	40690,88 N-m	
Factor	1,19	
<b>II- Verificación por Sismo:</b> Se considerará 0.3(g) fuerza horizontal y 0.3(g) fuerza vertical respecto al peso de la torrecilla y conductores.		
Siguiendo la misma metodología se tiene:		
<b>Resultados</b>		
Momento de vuelco (M)	49270 N-m	
Lado de la cimentación (a)	0,90 m	
Momento de vuelco:	$M = F \times \left( H + \frac{2}{3}h \right) + F_{sh} \times \left( H/2 + \frac{2}{3}h \right) =$	49270 N-m
Resolviendo la ecuación se obtiene:	$a = 0,90 \text{ m}$	
Momento Encastramiento	37686,10 N-m	
Momento de Base	4047,10 N-m	
Momento Resistente	41733,20 N-m	
Factor	0,8 mal	
En este caso obtenemos un ancho de cimentación un valor de	0,90 m	
Para la fuerza vertical se verificará el esfuerzo solicitado como sigue:		
$A = \frac{2 \times P}{4} = 6361,74 \text{ cm}^2$		
$\sigma = Wt/A_s = 0,20 \text{ kg/cm}^2$		
$\sigma < 1,50 \text{ kg/cm}^2$ ok! De acuerdo a la Zonificación Geotécnica Tipo I		

Fuente: Consorcio Santa Lucia – Exp.



## 5.6. Metrado y presupuesto de la red y línea primaria y secundaria. Identificación de Partidas nuevas, mayores Metrados y deductivos.

Se realizó el metrado de replanteo el cual se ubica en el ANEXO 03, en la tabla N° 45 se muestra el presupuesto del replanteo

Tabla N° 45: presupuesto del replanteo<sup>54</sup>

<b>“INSTALACION DE INTERCONEXION ELECTRICA AL SEIN DE 24 COMUNIDADES ENTRE SANTA LUCIA Y LA CUENCA DEL RIO CACHIYACU EN BALSAPUERTO – PROVINCIA DE ALTO AMAZONAS - LORETO”</b>					
<b>METRADO Y PRESUPUESTO - REPLANTEO DE OBRA</b>					
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>LINEAS PRIMARIAS MONTO (S/.)</b>	<b>REDES PRIMARIAS MONTO (S/.)</b>	<b>REDES SECUNDARIAS MONTO (S/.)</b>	<b>TOTAL REPLANTEO MONTO (S/.)</b>
A	SUMINISTRO DE MATERIALES	1 673 193,72	596 202,25	921 157,30	3 190 553,27
B	MONTAJE ELECTROMECANICO	1 739 465,70	415 188,56	1 569 924,32	3 724 578,58
C	TRANSPORTE DE MATERIALES	244 591,23	114 018,48	218 912,82	577 522,53
D	<b>COSTO DIRECTO</b>	<b>3 657 250,65</b>	<b>1 125 409,29</b>	<b>2 709 994,44</b>	<b>7 492 654,38</b>
E	GASTOS GENERALES 15,00%	548 587,60	168 811,39	406 499,17	1 123 898,16
F	UTILIDADES 8,00%	292 580,05	90 032,74	216 799,56	599 412,35
G	<b>SUB-TOTAL</b>	<b>4 498 418,30</b>	<b>1 384 253,42</b>	<b>3 333 293,17</b>	<b>9 215 964,89</b>
H	I.G.V. EXONERADO (0 %)	-	-	-	-
I	<b>COSTO TOTAL S/.</b>	<b>4 498 418,30</b>	<b>1 384 253,42</b>	<b>3 333 293,17</b>	<b>9 215 964,89</b>

<sup>54</sup> Elaboración propia del autor

Tabla N° 46: Presupuesto Línea Primaria

ITEM	DESCRIPCION	PRESUPUESTO CONTRACTUAL	PRESUPUESTO REPLANTEO	PRESUPUESTO MAYORES METRADOS	PRESUPUESTO ADICIONAL N° 01	PRESUPUESTO MAYORES METRADOS + ADICIONAL	DEDUCTIVOS		
							MENORES METRADOS	DEDUCTIVO	DEDUCTIVOS VINCULADOS
A	SUMINISTRO DE MATERIALES	1 648 442,27	1 673 193,72	93 672,89	438 298,73	531 971,62	507 220,17	78 882,76	428 337,41
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO	1 683 317,93	1 739 465,70	104 961,00	396 043,89	501 004,89	444 857,12	89 677,77	355 179,35
C	TRANSPORTE DE MATERIALES	196 084,26	244 591,23	13 754,87	113 727,48	127 482,35	78 975,38	9 377,33	69 598,05
D	TOTAL COSTO DIRECTO (C.D.)	3 527 844,46	3 657 250,65	212 388,76	948 070,10	1 160 458,86	1 031 052,67	177 937,86	853 114,81
E	GASTOS GENERALES 15,00%	529 176,67	548 587,60	31 858,31	142 210,52	174 068,83	154 657,90	26 690,68	127 967,22
F	UTILIDADES 8,00%	282 227,56	292 580,05	16 991,10	75 845,61	92 836,71	82 484,22	14 235,03	68 249,19
G	D TOTAL SIN I.G.V.	4 339 248,69	4 498 418,30	261 238,17	1 166 126,23	1 427 364,40	1 268 194,79	218 863,57	1 049 331,22
H	IGV (Exonerado) 0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COSTO TOTAL		4 339 248,69	4 498 418,30	261 238,17	1 166 126,23	1 427 364,40	1 268 194,79	218 863,57	1 049 331,22
PORCENTAJE DE INCIDENCIA RESPECTO AL PPTO CONTRACTUAL			103,67%	6,02%	26,87%	32,89%	29,23%	5,04%	24,18%

PRESUPUESTO MAYORES METRADOS AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	261 238,17
PRESUPUESTO ADICIONAL N° 01 AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	1 166 126,23
PRESUPUESTO DEDUCTIVO AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	1 268 194,79
PRESUPUESTO DEDUCTIVO VINCULADO	1 049 331,22
PRESUPUESTO ADICIONAL NETO AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL CON DED. VINCULADO	378 033,18
PORCENTAJE DE INCIDENCIA EN EL PPTO CONTRACTUAL	8,71%

Tabla N° 47: Presupuesto Red Primaria (elaboración propia del autor)

ITEM	DESCRIPCION	PRESUPUESTO CONTRACTUAL	PRESUPUESTO REPLANTEO	PRESUPUESTO MAYORES METRADOS	PRESUPUESTO ADICIONAL N° 01	PRESUPUESTO MAYORES METRADOS + ADICIONAL	DEDUCTIVOS		
							MEÑOES METRADOS	DEDUCTIVO	DEDUCTIVOS VINCULADOS
A	SUMINISTRO DE MATERIALES	633 519,59	596 202,25	28 160,84	85 231,93	113 392,77	150 710,11	60 427,54	90 282,57
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO	429 304,36	415 188,56	27 199,66	30 901,14	58 100,80	72 216,60	34 430,32	37 786,28
C	TRANSPORTE DE MATERIALES	120 879,78	114 018,48	3 693,28	28 168,40	31 861,68	38 722,98	10 774,43	27 948,55
D	TOTAL COSTO DIRECTO (C.D.)	1 183 703,73	1 125 409,29	59 053,78	144 301,47	203 355,25	261 649,69	105 632,29	156 017,40
E	GASTOS GENERALES 15,00%	177 555,56	168 811,39	8 858,07	21 645,21	30 503,28	39 247,45	15 844,84	23 402,61
F	UTILIDADES 8,00%	94 696,30	90 032,74	4 724,30	11 544,12	16 268,42	20 931,98	8 450,58	12 481,40
G	COSTO TOTAL SIN I.G.V.	1 455 955,59	1 384 253,42	72 636,15	177 490,80	250 126,95	321 829,12	129 927,71	191 901,41
H	IGV (Exonerado) 0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COSTO TOTAL		1 455 955,59	1 384 253,42	72 636,15	177 490,80	250 126,95	321 829,12	129 927,71	191 901,41
PORCENTAJE DE INCIDENCIA RESPECTO AL PPTO CONTRACTUAL			95,08%	4,99%	12,19%	17,18%	22,10%	8,92%	13,18%

PRESUPUESTO MAYORES METRADOS AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	72 636,15
PRESUPUESTO ADICIONAL N° 01 AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	177 490,80
PRESUPUESTO DEDUCTIVO AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	321 829,12
PRESUPUESTO DEDUCTIVO VINCULADO	191 901,41
PRESUPUESTO ADICIONAL NETO AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL CON DED. VINCULADO	58 225,54
PORCENTAJE DE INCIDENCIA EN EL PPTO CONTRACTUAL	4,00%

Tabla N° 48: Presupuesto Red Secundaria (elaboración propia del autor)

ITEM	DESCRIPCION	PRESUPUESTO CONTRACTUAL	PRESUPUESTO REPLANTEO	PRESUPUESTO MAYORES METRADOS	PRESUPUESTO ADICIONAL N° 01	PRESUPUESTO MAYORES METRADOS + ADICIONAL	DEDUCTIVOS		
							MEÑOES METRADOS	DEDUCTIVO	DEDUCTIVOS VINCULADOS
A	SUMINISTRO DE MATERIALES	958 975,56	921 157,30	88 840,32	40 130,07	128 970,39	166 788,65	149 657,47	17 131,18
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO	1 581 975,74	1 569 924,32	221 526,17	6 527,82	228 053,99	240 105,41	223 882,14	16 223,27
C	TRANSPORTE DE MATERIALES	201 469,77	218 912,82	27 971,10	4 907,44	32 878,54	15 435,49	11 250,29	4 185,20
D	TOTAL COSTO DIRECTO (C.D.)	2 742 421,07	2 709 994,44	338 337,59	51 565,33	389 902,92	422 329,55	384 789,90	37 539,65
E	GASTOS GENERALES 15,00%	411 363,16	406 499,17	50 750,64	7 734,80	58 485,44	63 349,43	57 718,49	5 630,94
F	UTILIDADES 8,00%	219 393,69	216 799,56	27 067,01	4 125,22	31 192,23	33 786,36	30 783,19	3 003,17
G	D TOTAL SIN I.G.V.	3 373 177,92	3 333 293,17	416 155,24	63 425,35	479 580,59	519 465,34	473 291,58	46 173,76
H	IGV (Exonerado) 0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COSTO TOTAL		3 373 177,92	3 333 293,17	416 155,24	63 425,35	479 580,59	519 465,34	473 291,58	46 173,76
PORCENTAJE DE INCIDENCIA RESPECTO AL PPTO CONTRACTUAL			98,82%	12,34%	1,88%	14,22%	15,40%	14,03%	1,37%

PRESUPUESTO MAYORES METRADOS AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	416 155,24
PRESUPUESTO ADICIONAL N° 01 AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	63 425,35
PRESUPUESTO DEDUCTIVO AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	519 465,34
PRESUPUESTO DEDUCTIVO VINCULADO	46 173,76
PRESUPUESTO ADICIONAL NETO AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL CON DED. VINCULADO	433 406,83
PORCENTAJE DE INCIDENCIA EN EL PPTO CONTRACTUAL	12,85%

Tabla N° 49: Metrado y presupuesto Total

ITEM	DESCRIPCION	PRESUPUESTO CONTRACTUAL	PRESUPUESTO REPLANTEO	PRESUPUESTO MAYORES METRADOS	PRESUPUESTO ADICIONAL N° 01	PRESUPUESTO MAYORES METRADOS + ADICIONAL	DEDUCTIVOS		
							MENORES METRADOS	DEDUCTIVO	DEDUCTIVOS VINCULADOS
A	SUMINISTRO DE MATERIALES	3 240 937,42	3 190 553,27	210 674,05	563 660,73	774 334,78	824 718,93	288 967,77	535 751,16
B	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	3 694 598,03	3 724 578,58	353 686,83	433 472,85	787 159,68	757 179,13	347 990,23	409 188,90
C	TRANSPORTE DE MATERIALES	518 433,81	577 522,53	45 419,25	146 803,32	192 222,57	133 133,85	31 402,05	101 731,80
D	<b>COSTO DIRECTO</b>	<b>7 453 969,26</b>	<b>7 492 654,38</b>	<b>609 780,13</b>	<b>1 143 936,90</b>	<b>1 753 717,03</b>	<b>1 715 031,91</b>	<b>668 360,05</b>	<b>1 046 671,86</b>
E	GASTOS GENERALES 15,00%	1 118 095,39	1 123 898,16	91 467,02	171 590,53	263 057,55	257 254,78	100 254,01	157 000,77
F	UTILIDADES 8,00%	596 317,55	599 412,35	48 782,41	91 514,95	140 297,36	137 202,56	53 468,80	83 733,76
G	<b>SUB TOTAL</b>	<b>9 168 382,20</b>	<b>9 215 964,89</b>	<b>750 029,56</b>	<b>1 407 042,38</b>	<b>2 157 071,94</b>	<b>2 109 489,25</b>	<b>822 082,86</b>	<b>1 287 406,39</b>
H	I.G.V. (Exonerado) 0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-
I	<b>COSTO TOTAL S/.</b>	<b>9 168 382,20</b>	<b>9 215 964,89</b>	<b>750 029,56</b>	<b>1 407 042,38</b>	<b>2 157 071,94</b>	<b>2 109 489,25</b>	<b>822 082,86</b>	<b>1 287 406,39</b>
<b>TOTALES</b>									
<b>PORCENTAJE (%)</b>		<b>100,00%</b>	<b>100,52%</b>	<b>8,18%</b>	<b>15,35%</b>	<b>23,53%</b>	<b>23,01%</b>	<b>8,97%</b>	<b>14,04%</b>

PRESUPUESTO MAYORES METRADOS AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	S/. 750 029,56	
PRESUPUESTO ADICIONAL N° 01 AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	S/. 1 407 042,38	
PRESUPUESTO DEDUCTIVO AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	S/. 2 109 489,25	
PRESUPUESTO ADICIONAL NETO AL PRESUPUESTO CONTRACTUAL	S/. 47 582,69	0,52%
PRESUPUESTO DEDUCTIVO VINCULADO	S/. 1 287 406,39	
PORCENTAJE DE INCIDENCIA EN EL PPTO CONTRACTUAL (CON DEDUCTIVO VINCULADO)	9,49%	

Fuente: elaboración propia del autor

## CAPITULO VI: CONCLUSIONES

### 6.1. Conclusiones

a) Del replanteo realizado para las 24 localidades las cuales están detalladas en la tabla N°15, de donde se obtuvo 16 transformadores de 10 KVA, 02 de 15 KVA, 02 de 25 KVA, 01 transformadores de 75 KVA y 01 transformador de 100 KVA.

b) En la selección de las redes en Baja Tensión, se seleccionó los conductores autoportantes de aluminio del tipo CAAI-S, estos conductores están diseñados para cumplir largamente las exigencias mecánicas y eléctricas, exigidas por la normatividad del Ministerio de Energía y Minas, apoyados del software RedCAD se determinó la distribución de estructuras, se determinó que la caída de tensión para las redes de los 24 localidades no sobrepasen el 5 %, de esta manera se cumple con las normas establecidas en el Código Nacional de Electricidad y la NTCSER,

c) En el replanteo se ha hecho la correcta selección del conductor de Aluminio Tipo AAAC 35 mm<sup>2</sup> y de 70 mm<sup>2</sup> para algunos tramos, para la Red de Media Tensión el cual está calculado para que cumpla con las exigencias mecánicas y eléctricas. Se distribuyeron las estructuras; se realizaron los cálculos de cimentación, bloquetas, se calculó los pararrayos y amortiguadores los cuales están plasmados en el ANEXO 04 (Laminas en RP y LP), se hizo el estudio de resistividad del terreno seleccionando la puesta a tierra adecuada cumpliendo con la norma Norma DGE rd018-2003-EM donde establece el valor máximo de la resistencia de puesta a tierra para las subestaciones (ANEXO 02).

Se ha tenido presente las condiciones geográficas como climatológicas, para los cálculos mecánicos y eléctricos, para lo cual ha permitido la correcta selección de los materiales eléctricos para los sistemas de puesta. Se replanteo la red primaria y línea primaria a partir del cual se elaboraron los planos que se encuentran en el ANEXO 06, y también se elaboró el metrado en el ANEXO 03.

d) Se realizó el Metrado del replanteo el cual se muestra en el ANEXO 03, el presupuesto del replanteo es de S/. 9 215 964,89

Al realizar el análisis de adicionales y deductivos vinculados se obtuvo el porcentaje de adicional de obra restándole el deductivo vinculado con un valor de 9,49 % el cual es menor del 15 %, estipulado en el inciso 1 del Artículo 175 y en el Inciso 1 del Art. 176 de la RLCE (Reglamento de la ley de contrataciones del Estado); por lo tanto, se puede ejecutar el proyecto sin intervención de la contraloría de la república.

e) Se realizó la elaboración de los planos de la red de distribución secundaria (ANEXO 05), los planos de la red y línea primaria (ANEXO 06).

## BIBLIOGRAFÍA

- 1) DGE-rd017-EM. (2013). Alumbrado de vías públicas en áreas rurales. Lima.
- 2) DGE-rd-018-EM. (2003). Bases para el diseño de líneas y redes primarias. Lima.
- 3) DGE-rd-020-EM. (2003). Especificaciones técnicas de montaje de redes secundarias con conductor autoportante para electrificación rural, publicada. Lima.
- 4) DGE-rd-023-EM. (2003). Especificaciones técnicas de soportes normalizados para líneas y redes secundarias para electrificación rural. . Lima.
- 5) DGE-rd-024-EM. (2003). Especificaciones técnicas de soportes normalizados para líneas y redes primarias para electrificación rural. Lima.
- 6) DGE-rd-025-EM. (2003). Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de redes secundarias para electrificación rural. Lima.
- 7) DGE-RD-026-EM. (2003). Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de líneas y redes primarias para electrificación rural. lima.
- 8) DGE-rd031-EM. (2013). Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para electrificación rural. Lima.
- 9) electricidad, R. d. (2001). Reglamento de Seguridad e higiene ocupacional del subsector electricidad. peru.
- 10) Granados Dionisio, A. A. (2012). ESTUDIO Y DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO HUACRACHUCO II ETAPA. Lima.
- 11) MEM-DGE-DISTRIBUCION. (s.f.). Código Nacional de Electricidad Tomo IV. Lima.
- 12) MINEM, D. (2001). Código Nacional de Electricidad Suministro.
- 13) Mora Borja, A. (1971). ELECTRIFICACION RURAL. Quito.
- 14) Remusgo Bueno, F. C. (2008). ELECTRIFICACIÓN RURAL SISTEMA RETORNO POR TIERRA (MRT) PROYECTO TAURIBARA EN 13,2 / 0,46 - 0,23 kV, 15 KVA. Lima.
- 15) Rueda, F. (2011). Recomendaciones para la construcción de redes en media y baja tensión para proyectos de electrificación rural en ambientes rurales deprimidos. Bucaramanga.



- 16) Suarez Leyva, P. O. (2010). "DISEÑO DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS EN 22,9 kV. PARA LA ELECTRIFICACIÓN DEL DISTRITO DE SANTA MARÍA DEL VALLE - HUANUCO". Lima.

## **ANEXOS**

**ANEXO 01: CAÍDA DE TENSIÓN PARA LA RED SECUNDARIA**

**ANEXO 02: ESTRATIFICACIÓN DEL SUELO**

**ANEXO 03: METRADO Y PRESUPUESTO**

**ANEXO 04: LAMINAS DE ARMADOS RED PRIMARIA Y LÍNEA PRIMARIA**

**ANEXO 05: PLANOS RED SECUNDARIA**

**ANEXO 06: PLANOS RED PRIMARIA Y LÍNEA PRIMARIA**

**ANEXO 07: FLUJO DE CARGAS Y BALANCE DE CARGAS**

**ANEXO 08: PANEL FOTOGRÁFICO**